

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA



**MÉTODO DE BLOQUEO POR OSCILACIONES DE POTENCIA PARA
RELEVADORES DE DISTANCIA UTILIZANDO
EIGENDESCOMPOSICIÓN**

POR

ING. JOSÉ ROBERTO BALDERAS GARZA

**EN OPCIÓN AL GRADO DE MAESTRÍA EN
CIENCIAS DE LA INGENIERÍA ELÉCTRICA**

JULIO, 2017

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA
SUBDIRECCIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO



**MÉTODO DE BLOQUEO POR OSCILACIONES DE POTENCIA PARA
RELEVADORES DE DISTANCIA UTILIZANDO
EIGENDESCOMPOSICIÓN**

POR

ING. JOSÉ ROBERTO BALDERAS GARZA

**EN OPCIÓN AL GRADO DE MAESTRÍA EN
CIENCIAS DE LA INGENIERÍA ELÉCTRICA**

SAN NICOLÁS DE LOS GARZA, NUEVO LEÓN, MÉXICO

JULIO, 2017

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA
SUBDIRECCIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO

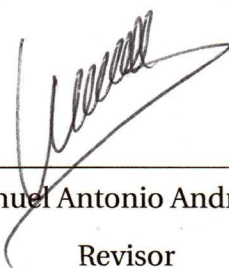
Los miembros del Comité de Tesis recomendamos que la Tesis "**Método de bloqueo por oscilaciones de potencia para relevadores de distancia utilizando eigen-descomposición**", realizada por el alumno "Ing. José Roberto Balderas Garza", con número de matrícula 1474613, sea aceptada para su defensa como opción al grado de Maestría en Ciencias de la Ingeniería Eléctrica.

El Comité de Tesis



Dr. Ernesto Vázquez Martínez

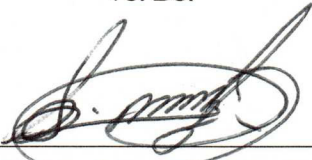
Director



Dr. Manuel Antonio Andrade Soto
Revisor



Dr. Jesús Ávila Montes
Revisor

Vo. Bo.


Dr. Simón Martínez Martínez
Subdirector de Estudios de Posgrado



San Nicolás de los Garza, Nuevo León, Julio 2017

A mi familia.

Agradecimientos

Al Dr. Ernesto Vázquez Martínez por su gran apoyo, comprensión y asesoría en la realización de este trabajo, muchas gracias.

Al Dr. Manuel Antonio Andrade Soto y al Dr. Jesús Ávila Montes, por sus valiosos comentarios y aportaciones.

A los profesores del Programa Doctoral en Ingeniería Eléctrica, por compartir sus conocimientos, experiencias y valores.

A mis amigos y compañeros con los que tuve la oportunidad de convivir durante mis estudios de postgrado. En especial a Nohemí, Ernesto, Saul, Diego, Daniel y Elvir.

Al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología por el apoyo brindado.

Ing. José Roberto Balderas Garza

Julio 2017

Resumen

Publicación No. _____

José Roberto Balderas Garza, M.C. en Ingeniería Eléctrica

Universidad Autónoma de Nuevo León, 2017

Profesor Asesor: Dr. Ernesto Vázquez Martínez

Cuando el sistema eléctrico de potencia es afectado por fallas, maniobras en líneas, desconexión de generadores, o por la conexión y desconexión de grandes bloques de carga, surgen desequilibrios entre el par mecánico y el par electromagnético de cada generador síncrono, los cuales provocan oscilaciones de potencia estables o inestables. Estas oscilaciones originan variaciones rápidas o lentas en las variables eléctricas de voltaje y corriente, ocasionando la operación incorrecta de los relevadores de distancia situados en diferentes localizaciones de la red, lo que puede empeorar la estabilidad del sistema y la continuidad en el suministro de la energía eléctrica.

En esta tesis se propone un nuevo algoritmo de bloqueo por oscilaciones de potencia para relevadores de distancia basado en eigendescomposición. El algoritmo analiza el comportamiento de los eigenvalores obtenidos por la eigendescomposición de la matriz de varianzas-covarianzas construida a partir de la corriente trifásica, para discriminar una condición de falla de una oscilación de potencia. Además, identifica el tipo de falla (monofásica, bifásica, trifásica) para realizar el desbloqueo adecuado y no perjudicar la estabilidad del sistema de potencia.

Para validar el desempeño del algoritmo se implementaron tres sistemas de prueba considerando fallas simétricas y asimétricas, oscilaciones de potencia estables e inestables con diferentes frecuencias de oscilación, fallas simétricas/asimétricas durante oscilaciones de potencia estables/inestables y fallas de alta resistencia. Los resultados obtenidos demuestran la efectividad del algoritmo en identificar correctamente cada evento y emitir una orden de bloqueo/desbloqueo.

El algoritmo se puede aplicar en cualquier sistema de potencia, no requiere ajustes y es independiente de las frecuencias de oscilación y del comportamiento dinámico del sistema de potencia. Además, es capaz de identificar fallas simétricas durante una oscilación de potencia a una diferencia angular de 180° y no se ve afectado por fallas de alta resistencia.

Índice general

1. Introducción	1
1.1. Motivación	1
1.2. Antecedentes	3
1.3. Objetivos	5
1.4. Alcances y limitaciones	5
1.5. Estructura de la tesis	6
2. Comportamiento dinámico de sistemas eléctricos de potencia	8
2.1. Introducción	8
2.2. Problema de estabilidad	9
2.3. Oscilaciones de potencia	14
2.4. El criterio de áreas iguales y el tiempo crítico de liberación de falla	19
2.5. Impacto de los controles	25
2.6. Conclusiones del capítulo	28
3. Comportamiento de relevadores de distancia durante oscilaciones de potencia	30
3.1. Introducción	30
3.2. Protección de distancia de líneas de transmisión	31
3.3. Análisis del efecto de las oscilación de potencia en los relevadores de distancia.	34

3.4. Métodos de bloqueo por oscilaciones de potencia	37
3.4.1. Características concéntricas y blinders	38
3.4.2. Estimación del voltaje del centro de oscilación	39
3.4.3. Cálculo continuo de la impedancia aparente	41
3.4.4. Superposición continua de la corriente	43
3.4.5. Sistemas adaptativos de inferencia neurodifusa	46
3.5. Conclusiones del capítulo	47
4. Algoritmo de bloqueo basado en eigendescomposición	49
4.1. Introducción	49
4.2. Eigendescomposición	50
4.3. Algoritmo	53
4.3.1. Señales de entrada	55
4.3.2. Matriz de cantidades incrementales	56
4.3.3. Criterios de operación	58
4.3.4. Umbrales	60
4.3.4.1. Umbral - Thr_ λ_{3n3}	60
4.3.4.2. Umbral - Thr_ λ_{3n1}	60
4.3.4.3. Umbral - Thr_ λ_{d3}	61
4.3.4.4. Umbral - Thr_ λ_{s3}	61
4.3.4.5. Umbral - Thr_ λ_{s1}	61
4.3.4.6. Umbral - Thr_ λ_{AS}	61
4.3.5. Lógicas de operación	62
4.3.5.1. Elemento de arranque	62
4.3.5.2. Lógica para la detección de oscilaciones de potencia	63
4.3.5.3. Lógica para la detección de fallas trifásicas	64
4.3.5.4. Lógica para la detección de fallas monofásicas	64

ÍNDICE GENERAL

4.4. Caso de análisis	66
4.5. Conclusiones del capítulo	71
5. Resultados	72
5.1. Introducción	72
5.2. Escenarios de simulación	72
5.3. Sistema de prueba 1 (4 máquinas - 10 nodos)	73
5.3.1. Oscilación estable	75
5.3.2. Oscilación inestable	77
5.3.3. Falla monofásica sólida (B-G)	79
5.3.4. Falla trifásica sólida	81
5.3.5. Falla monofásica de alta resistencia (A-G) durante una oscilación estable	83
5.3.6. Falla monofásica sólida (C-G) durante una oscilación inestable . . .	85
5.3.7. Falla trifásica sólida durante una oscilación estable	88
5.3.8. Falla trifásica sólida cercana al centro eléctrico de oscilación durante una oscilación inestable	90
5.4. Sistema de prueba 2 (3 máquinas - 9 nodos)	92
5.4.1. Falla trifásica sólida durante una oscilación inestable de 6.5 Hz . . .	93
5.5. Análisis de resultados	95
5.6. Conclusiones del capítulo	97
6. Conclusiones y recomendaciones	98
6.1. Introducción	98
6.2. Conclusiones	98
6.3. Aportaciones	102
6.4. Recomendaciones para trabajos futuros	102

ÍNDICE GENERAL

A. Datos de los sistemas de potencia utilizados para los casos de prueba	108
A.1. Sistema máquina - bus infinito	108
A.2. Sistema 4 máquinas - 10 nodos	109
A.3. Sistema 3 máquinas - 9 nodos	110

Índice de figuras

2.1. Característica de transferencia de potencia de un sistema de dos máquinas: a) Modelo idealizado del sistema; b) Diagrama fasorial.	10
2.2. Curva potencia-ángulo del sistema de la Fig. 2.1.	12
2.3. Señales trifásicas de voltaje y corriente de un sistema de potencia: a) En estado estable; b) Durante un evento oscilatorio electromecánico.	14
2.4. Modos de oscilación presentes en el SEP: a) Modo inter-área; b) Modo intra-planta; c) Modo local.	16
2.5. Oscilación de potencia representada en la curva potencia-ángulo y su comportamiento en el dominio del tiempo: a) Oscilación de potencia estable; b) Oscilación de potencia inestable.	17
2.6. Oscilación de potencia críticamente estable representada en la curva potencia-ángulo y su comportamiento en el dominio del tiempo.	18
2.7. Modelo clásico (máquina-bus infinito).	20
2.8. Incremento repentino en la potencia mecánica aplicada al generador de la Fig. 2.7: a) Criterio de áreas iguales representado en la curva potencia-ángulo; b) Potencia mecánica en el dominio del tiempo.	22
2.9. Ángulo crítico representado en la curva potencia-ángulo por el criterio de áreas iguales.	23

2.10. Análisis de la estabilidad transitoria del sistema de la Fig. 2.7 mediante el criterio de áreas iguales y el desplazamiento angular en el dominio del tiempo: a) Respuesta a una falla liberada antes del tiempo crítico; b) Respuesta a una falla liberada después del tiempo crítico.	24
2.11. Principales elementos del control de una unidad de generación.	27
2.12. Efecto de los controles en el comportamiento del desplazamiento angular.	27
3.1. Principio básico de la protección de distancia representado en un sistema equivalente de dos máquinas.	32
3.2. Desempeño de la protección durante la variación de la impedancia medida.	32
3.3. Tipos de relevadores de distancia: a) Trapezoidal o cuadrilateral; b) Lenticular.	33
3.4. Trayectoria de \bar{Z}_r durante una oscilación de potencia para el caso en donde $k = 1$	35
3.5. Trayectorias de \bar{Z}_r durante una oscilación de potencia para los tres casos posibles de k	36
3.6. Trayectorias de oscilación estable e inestable teniendo lugar dentro de las zonas de protección.	37
3.7. Métodos convencionales de PSB: a) Características concéntricas; b) Características de doble blinder	38
3.8. Diagrama fasorial de los voltajes de un sistema de dos máquinas.	40
3.9. Área de oscilación de potencia y representación gráfica de los criterios utilizados para el cálculo continuo de la impedancia aparente.	42
3.10. Cálculo de la superposición de la componente de corriente.	44
3.11. Lógica de PSB utilizando la superposición continua de la corriente.	45
3.12. Etapas principales de procesamiento de un ANFIS.	46

4.1. Representación gráfica de los eigenvectores y eigenvalores de una matriz de varianzas-covarianzas.	52
4.2. Diagrama de bloques del algoritmo propuesto.	54
4.3. Corriente de la fase "a" durante una falla trifásica seguida de una oscilación de potencia estable: a) Instantánea; b) Incremental.	57
4.4. Método de actualización de datos del algoritmo de ventana deslizante. . .	58
4.5. Dispersión de las muestras de corriente trifásica: a) Representación tridimensional; b) Comportamiento de λ_{d3} y λ_{s3}	59
4.6. Comportamiento del eigenvalor λ_{s1} durante una falla: a) Falla trifásica; b) Falla monofásica.	59
4.7. Característica de arranque.	62
4.8. Diagrama lógico del detector de oscilaciones de potencia.	63
4.9. Diagrama lógico del detector de oscilaciones de potencia.	64
4.10. Diagrama lógico del detector de fallas monofásicas.	65
4.11. Diagrama unifilar del sistema de potencia tipo máquina-bus infinito. . .	66
4.12. Gráficos de corriente trifásica: a) Corrientes instantáneas; b) Corrientes incrementales.	67
4.13. Representación tridimensional de las cantidades incrementales de la corriente trifásica.	68
4.14. Gráficos de las lógicas para el desbloqueo por falla trifásica: a) Comportamiento del eigenvalor λ_3 ; b) Norma de la tasa de cambio del eigenvalor λ_3	69
4.15. Representación de la trayectoria de impedancia de secuencia positiva vista por el relevador (R2) en el diagrama R-X.	70
4.16. Señales de salida del algoritmo.	70
5.1. Diagrama unifilar del sistema de dos áreas.	74

5.2. Corriente trifásica instantánea del caso 3.1: a) Señal obtenida durante la simulación; b) Sección de señal analizada.	75
5.3. Comportamiento de la impedancia de secuencia positiva vista por los relevadores de fase en el diagrama $R-X$ del caso 3.1.	76
5.4. Respuesta de las salidas del algoritmo para el caso 3.1.	77
5.5. Corriente trifásica instantánea del caso 3.2: a) Señal obtenida durante la simulación; b) Sección de señal analizada.	77
5.6. Comportamiento de la impedancia de secuencia positiva vista por los relevadores de fase en el diagrama $R-X$ del caso 3.2.	78
5.7. Respuesta de las salidas del algoritmo para el caso 3.2.	79
5.8. Corriente trifásica instantánea del caso 3.3: a) Señal obtenida durante la simulación; b) Sección de señal analizada.	79
5.9. Comportamiento de la impedancia aparente vista por los relevadores de tierra en el diagrama $R-X$ del caso 3.3: a) \bar{Z}_{r6-A} ; b) \bar{Z}_{r6-B} ; c) \bar{Z}_{r6-C}	80
5.10. Respuesta de las salidas del algoritmo para el caso 3.3.	81
5.11. Corriente trifásica instantánea del caso 3.4: a) Señal obtenida durante la simulación; b) Sección de señal analizada.	82
5.12. Comportamiento de la impedancia de secuencia positiva vista por los relevadores de fase en el diagrama $R-X$ del caso 3.4.	82
5.13. Respuesta de las salidas del algoritmo para el caso 3.4.	83
5.14. Corriente trifásica instantánea del caso 3.5: a) Señal obtenida durante la simulación; b) Sección de señal analizada.	83
5.15. Comportamiento de la impedancia aparente vista por los relevadores de tierra en el diagrama $R-X$ del caso 3.5: a) \bar{Z}_{r6-A} ; b) \bar{Z}_{r6-B} ; c) \bar{Z}_{r6-C}	84
5.16. Respuesta de las salidas del algoritmo para el caso 3.5.	85
5.17. Corriente trifásica instantánea del caso 3.6: a) Señal obtenida durante la simulación; b) Sección de señal analizada.	86

5.18. Comportamiento de la impedancia aparente vista por los relevadores de tierra en el diagrama $R-X$ del caso 3.6: a) \bar{Z}_{r6-A} ; b) \bar{Z}_{r6-B} ; c) \bar{Z}_{r6-C}	87
5.19. Respuesta de las salidas del algoritmo para el caso 3.6.	88
5.20. Corriente trifásica instantánea del caso 3.7: a) Señal obtenida durante la simulación; b) Sección de señal analizada.	89
5.21. Comportamiento de la impedancia de secuencia positiva vista por los relevadores de fase en el diagrama $R-X$ del caso 3.7.	89
5.22. Respuesta de las salidas del algoritmo para el caso 3.7.	90
5.23. Corriente trifásica instantánea del caso 3.8: a) Señal obtenida durante la simulación; b) Sección de señal analizada.	91
5.24. Comportamiento de la impedancia de secuencia positiva vista por los relevadores de fase en el diagrama $R-X$ del caso 3.8.	91
5.25. Respuesta de las salidas del algoritmo para el caso 3.8.	92
5.26. Diagrama unifilar del sistema de nueve nodos.	93
5.27. Corriente trifásica instantánea del caso 4.1: a) Señal obtenida durante la simulación; b) Sección de señal analizada.	94
5.28. Comportamiento de la impedancia de secuencia positiva vista por los relevadores de fase en el diagrama $R-X$ del caso 4.1.	94
5.29. Respuesta de las salidas del algoritmo para el caso 4.1.	95

Índice de tablas

4.1. Umbrales empleados en la lógica del algoritmo.	60
5.1. Descripción de los elementos de salida del algoritmo propuesto basado en eigendescomposición.	73
5.2. Casos simulados con escenario de falla.	96
5.3. Funciones principales del algoritmo	97

Capítulo 1

Introducción

1.1. Motivación

La potencia activa generada y consumida en un sistema eléctrico de potencia se mantiene en equilibrio cuando este se encuentra en estado estable. Sin embargo, cuando el sistema es afectado por fallas, maniobras en líneas, desconexión de generadores, o por la conexión y desconexión de grandes bloques de carga, surgen cambios en la potencia generada o consumida, rompiendo este equilibrio. Para compensar cualquier cambio en el sistema, los generadores entran en un proceso de intercambio de energía, por lo tanto, tienden a desacelerarse o acelerarse, generando un efecto oscilatorio en la potencia del sistema de mayor o menor medida, dependiendo del tipo y ubicación del disturbio.

Después de algún disturbio de bajo impacto, el sistema de potencia puede permanecer estable y volver a un nuevo punto de equilibrio, gracias a la acción de los controles del sistema, experimentando lo que se conoce como una oscilación de potencia estable. Por otra parte, un disturbio de mayor gravedad podría causar grandes oscilaciones de potencia, lo que provocaría la pérdida de sincronismo entre grupos de ge-

neradores o entre sistemas de potencia interconectados, estas oscilaciones se conocen como oscilaciones de potencia inestables.

Las oscilaciones de potencia estables e inestables provocan variaciones rápidas o lentas en las variables eléctricas de voltaje y corriente, por ende, la operación incorrecta de los relevadores de distancia situados en diferentes localizaciones de la red, lo que puede empeorar la estabilidad del sistema y afectar a otros relevadores.

Con el fin de mitigar este problema los relevadores de distancia cuentan con una función de bloqueo por oscilaciones de potencia (PSB, por sus siglas en inglés), la cual se encarga de bloquear las zonas de protección del relevador cuando son afectadas por oscilaciones estables e inestables. La función PSB debe de ser capaz de identificar con un alto grado de selectividad y fiabilidad las fallas que ocurran en alguna de las zonas de protección durante una condición de oscilación de potencia y emitir una orden de desbloqueo, permitiendo la operación de los relevadores de distancia.

La principal motivación de esta investigación radica en el desarrollo de un nuevo algoritmo para el esquema de bloqueo por oscilaciones de potencia basado en eigendescomposición, que no se vea afectado por fallas simétricas que ocurran durante oscilaciones de potencia a una diferencia angular de 180° ni por fallas de alta resistencia, además, que no presente problemas de transportabilidad, siendo estas las áreas de oportunidad que presentan la mayoría de los algoritmos de bloqueo por oscilaciones de potencia. Adicionalmente que permita bloquear las zonas de protección de manera rápida y precisa cuando son afectadas por oscilaciones de potencia, sin importar su frecuencia de oscilación. Así mismo que sea capaz de identificar cualquier tipo de falla y sea selectivo al momento de emitir una orden de desbloqueo por una condición de falla.

1.2. Antecedentes

Varios métodos se han propuesto para el esquema de bloqueo por oscilaciones de potencia, con el propósito de evitar que los relevadores de distancia operen por una oscilación de potencia, como también permitir que los relevadores de distancia operen debido a fallas que ocurran durante una oscilación de potencia.

La mayoría de los métodos convencionales están basados en la medición de la razón de cambio de la impedancia de secuencia positiva con la ayuda de características concéntricas a las zonas de protección del relevador de distancia, o en su lugar, blinders paralelos a la línea protegida y un temporizador. Algunos de estos métodos utilizan la impedancia de secuencia negativa con la finalidad de desbloquear el relevador de distancia bajo una condición de oscilación de potencia. Sin embargo, si ocurre una falla simétrica durante una oscilación, el método puede fallar al desbloquear el relevador porque ambos son fenómenos balanceados.

En 2004, A. P. Apostolov, D. Tholomier y S. H. Richards [1], propusieron una técnica para la detección de oscilaciones de potencia utilizando la superposición de la componente de corriente. El método se basa en restar al valor de la corriente actual un estimado de esa misma corriente uno y dos ciclos atrás. Si el resultado es constante por más de dos ciclos, se emite una orden para bloquear todas las zonas de protección. Adicionalmente se utiliza un umbral para identificar fallas durante oscilaciones de potencia.

En 2005, G. Benmouyal, D. Hou y D. Tziouvaras [2], propusieron un método basado en la razón de cambio del voltaje del centro eléctrico de secuencia positiva (SCV_1). Para discriminar fallas de oscilaciones de potencia, el método se basa en el hecho de que durante las oscilaciones el SCV_1 cambia continuamente y durante fallas permanece

ce prácticamente constante, de manera que utiliza el principio $d(SCV_1)/dt > n$, para establecer un bloqueo, en donde n es un determinado umbral. La lógica del algoritmo cuenta con dos funciones adicionales para detectar una oscilación de potencia, basadas en la continuidad de la señal del SCV_1 y en el tiempo de liberación de fallas en líneas adyacentes.

En 2008, J. Blumschein, Y. Yelgin y M. Kereit [3], propusieron un nuevo algoritmo utilizando el cálculo continuo de la razón de cambio de la resistencia ΔR y de la reactancia ΔX de cada fase. Para detectar las oscilaciones de potencia el algoritmo cuenta con tres criterios principales y una característica de impedancia de ajuste automático denominada "área de oscilación de potencia". Se emite una orden de bloqueo solo si, el vector de impedancia se encuentra en el área de oscilación de potencia y las condiciones de los criterios se cumplen.

En 2011, A. Esmailian, y S. Astinfeshan [4], propusieron un método de bloqueo por oscilaciones de potencia basado en un sistema adaptativo de inferencia neurodifusa (ANFIS, por sus siglas en inglés). En este método se implementa un modelo difuso Sugeno de primer orden, el cual consta de tres entradas orientadas a la detección de oscilaciones de potencia. Si una oscilación de potencia se presenta en el sistema, la salida del ANFIS se aproximará a 1; de lo contrario será 0. Con el propósito de clasificación, se fija un umbral en 0.5, en donde todas las salidas del ANFIS menores a 0.5 se clasificarán como fallas, mientras que aquellas que superen el umbral se reconocerán como oscilaciones de potencia y se emitirá una orden de bloqueo.

Actualmente los algoritmos de bloqueo por oscilaciones de potencia utilizados por relevadores comerciales están basados en características concéntricas, en la razón de cambio del voltaje del centro eléctrico de secuencia positiva o en el continuo de la ra-

zón de cambio de la resistencia y de la reactancia [2, 3].

La mayoría de los algoritmos de bloqueo por oscilaciones de potencia son afectados principalmente por fallas simétricas que ocurran durante oscilaciones de potencia a una diferencia angular de 180° y fallas de alta resistencia, por lo que desarrollar un algoritmo que sea inmune a estos eventos mejoraría el desempeño de las protecciones de líneas de transmisión.

1.3. Objetivos

El objetivo de esta tesis es desarrollar un nuevo algoritmo para el bloqueo por oscilaciones de potencia basado en eigendescomposición que no requiera ajustes; el algoritmo debe tener la capacidad de identificar con un alto grado de selectividad cualquier tipo de falla que ocurran en alguna de las zonas de protección durante una condición de oscilación de potencia, incluso durante oscilaciones de potencia a una diferencia angular de 180° . Así mismo, el algoritmo debe de ser capaz de identificar fallas de alta resistencia y no verse afectado por la frecuencia de las oscilaciones.

1.4. Alcances y limitaciones

El algoritmo de bloqueo por oscilaciones de potencia debe ser robusto e independiente del comportamiento dinámico del sistema de potencia (frecuencia de la oscilación). Así mismo, el algoritmo debe incorporar una función de desbloqueo que permita la operación de la protección en caso de ocurrir cualquier tipo de falla mientras la protección está bloqueada debido a la identificación de una oscilación de potencia. El algoritmo se basa en la eigendescomposición utilizando solo la información de corriente medida por la protección, sin embargo, una de las limitantes es que utiliza información

de impedancia para establecer una condición de arranque para el algoritmo, la cual podría verse afectada al tener líneas con acoplamiento magnético. De momento no se considera el efecto de acoplamiento magnético entre líneas ni la respuesta transitoria de los transformadores de corriente.

1.5. Estructura de la tesis

La presente tesis está estructurada en 6 capítulos como se describe a continuación.

En el capítulo 1 se presenta la motivación que ha impulsado al desarrollo de este trabajo de tesis. También se da un breve resumen de los métodos de bloqueo por oscilaciones de potencia más relevantes que han propuesto algunos autores, y por último se describe el objetivo, el alcance y limitaciones que presenta este trabajo de investigación.

En el capítulo 2 se presentan una visión general del comportamiento dinámico de los sistemas eléctricos de potencia durante fenómenos electromecánicos, la importancia del tiempo crítico de liberación de falla y el impacto que tienen los controles en la estabilidad del sistema de potencia.

En el capítulo 3 se revisa el principio de operación de la protección de distancia, algunas de sus características y como son vistas las oscilaciones de potencia a través de la medición de la impedancia aparente. Además, se describen algunos de los métodos utilizados para bloquear el relevador de distancia durante las oscilaciones de potencia.

En el capítulo 4 se presenta el algoritmo para el esquema de bloqueo por oscilaciones de potencia basado en eigendescomposición, se describen en detalle cada una de

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN

las etapas del algoritmo, y se analiza un caso con el propósito de mostrar el funcionamiento del algoritmo.

En el capítulo 5 se muestran los resultados obtenidos a partir de la evaluación del desempeño del algoritmo propuesto bajo diferentes casos, en los que se incluyen diferentes oscilaciones de potencia estables e inestables, fallas trifásicas sólidas, fallas monofásicas sólidas y con resistencia de falla, e inclusive se agrega un caso de una falla trifásica sólida cercana al centro eléctrico de oscilación durante una oscilación inestable. Por último, se analizan los resultados obtenidos de las simulaciones.

En el capítulo 6 se abordan las conclusiones y aportaciones fundamentales obtenidas a partir de este trabajo de investigación, así como también las recomendaciones para trabajos futuros en esta área.

Capítulo 2

Comportamiento dinámico de sistemas eléctricos de potencia

2.1. Introducción

La estabilidad del sistema eléctrico está relacionada principalmente con fenómenos electromecánicos, es decir, las oscilaciones entre los generadores que resultan en variaciones de potencia en la red, las cuales implican principalmente los devanados de campo, los devanados de amortiguamiento y la inercia del rotor [5].

El sistema de potencia bajo condiciones de estado estable opera muy cerca de su frecuencia nominal, por lo tanto existe un equilibrio entre el par mecánico de entrada y el par eléctrico de salida de cada generador. Los reguladores de velocidad del generador mantienen la velocidad de la máquina cerca de su valor nominal. Si el sistema es afectado por un disturbio, este equilibrio se altera, dando lugar a la aceleración o desaceleración de los rotores de las máquinas síncronas de acuerdo con las leyes de movimiento de un cuerpo giratorio. Si un generador va más rápido que otro, el despla-

zamiento angular entre los rotores de los generadores aumentará, transfiriendo parte de la carga de la máquina lenta a la máquina más rápida, dependiendo de la relación de potencia-ángulo. Esto tiende a reducir la diferencia de velocidad y por lo tanto el desplazamiento angular. Más allá de un cierto límite, un aumento en la separación angular se acompaña de una disminución en la transferencia de potencia. Esto resulta en un desplazamiento angular adicional que conduce a la inestabilidad [6]. Combinando la ecuación de oscilación, sobre la cual se describe el comportamiento electromecánico de la máquina sincrónica, y la relación de potencia-ángulo, es posible determinar la estabilidad transitoria del sistema de potencia usando el criterio de áreas iguales.

En el presente capítulo se abordan algunos aspectos relacionados con la estabilidad del sistema eléctrico de potencia, el análisis de la característica de transferencia de potencia, el comportamiento oscilatorio electromecánico, el método gráfico para la evaluación de la estabilidad transitoria, el tiempo crítico de liberación de una falla y el impacto que tienen los controles en las oscilaciones de potencia.

2.2. Problema de estabilidad

Un sistema de eléctrico de potencia (SEP) en estado estable o equilibrio, es aquel en el cual todos los generadores que lo integran están operando a la velocidad sincrónica, esta condición se denomina operación sincrónica, la cual es necesaria para el buen funcionamiento del sistema. Por el contrario, la inestabilidad denota una condición que implica pérdida de sincronismo [7].

Una característica importante en la estabilidad del sistema de potencia es la relación potencia-ángulo, que muestra el comportamiento del intercambio de potencia y la posición angular de los rotores de las máquinas sincrónicas. Para su análisis, se con-

sidera el sistema simplificado de la Fig. 2.1a), en el cual las máquinas son representadas por una fuente voltaje constante, en serie con una reactancia constante, de tal manera, el generador queda representado por \bar{E}_G y X_G ; y la carga (en este caso un motor), por \bar{E}_M y X_M , los cuales están conectados a través de una reactancia inductiva X_L .

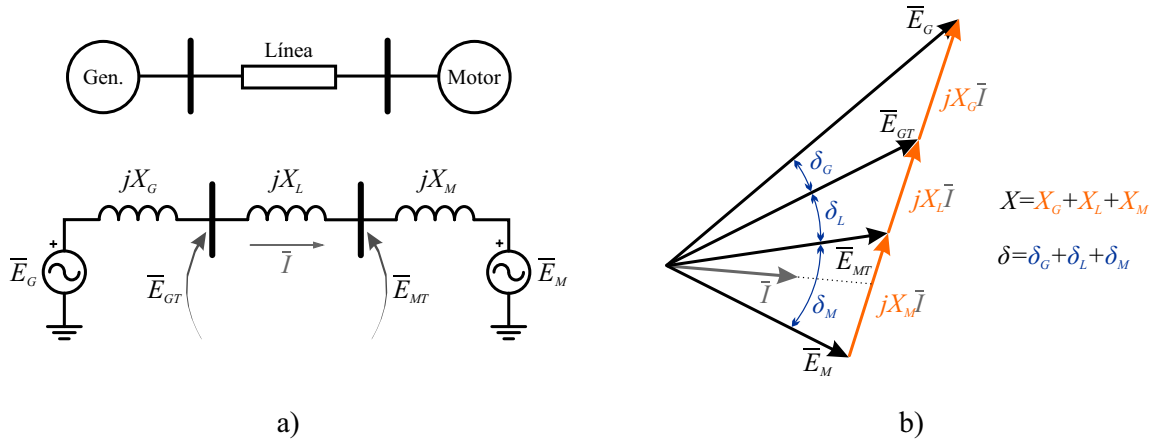


Fig. 2.1. Característica de transferencia de potencia de un sistema de dos máquinas: a) Modelo idealizado del sistema; b) Diagrama fasorial.

La transferencia de potencia entre el generador y el motor síncrono depende del ángulo δ , el cual involucra el ángulo interno del generador δ_G , el ángulo interno del motor δ_M y el desplazamiento angular δ_L entre los voltajes en terminales del generador \bar{E}_{GT} y el motor \bar{E}_{MT} [8]. Dado que estos voltajes son creados por los devanados de campo de las máquinas, su desplazamiento angular es el mismo que hay entre los rotores de las máquinas. En la Fig. 2.1b) se muestra el diagrama fasorial del sistema, del cual, vectorialmente se tiene que:

$$\bar{E}_G = \bar{E}_M + jX\bar{I} \quad (2.1)$$

Por lo tanto la corriente es:

$$\bar{I} = \frac{\bar{E}_G - \bar{E}_M}{jX} \quad (2.2)$$

Como la línea no tiene resistencia, la potencia de salida del generador y la potencia de entrada del motor está definida por:

$$P = \text{Re} \left(\bar{E}_G^* \frac{\bar{E}_G - \bar{E}_M}{jX} \right) \quad (2.3)$$

donde Re significa "la parte real de" y \bar{E}_G^* significa el conjugado de \bar{E}_G .

Expresando los voltajes en su forma polar y simplificando (2.3), obtenemos:

$$P = \frac{E_G \cdot E_M}{X} \sin \delta \quad (2.4)$$

La Ec. (2.4) muestra que la potencia transmitida del generador al motor varia con el seno del desplazamiento angular δ entre los dos rotores, como se observa en la curva de la Fig. 2.2, la cual se conoce como "curva potencia-ángulo" en donde la potencia máxima $P_{\text{máx}}$ que puede ser transmitida en estado estable está dada por:

$$P_{\text{máx}} = \frac{E_G \cdot E_M}{X} \quad (2.5)$$

y se produce cuando se tiene un desplazamiento angular $\delta = 90^\circ$. El valor de la potencia máxima puede aumentarse, elevando cualquiera de los dos voltajes internos o disminuyendo la reactancia de transferencia.

El sistema es estable solo si δ está en el rango de -90° a 90° , donde la pendiente $dP/d\delta$ es positiva; es decir, en el intervalo en el que un aumento en el δ da como resultado un aumento en la transferencia de potencia.

Si el sistema está operando en estado estable, en el punto “A” de la Fig. 2.2, despreciando las pérdidas por rotación, se tiene que la potencia mecánica de entrada al generador P_m es idéntica a la potencia eléctrica P_e la cual es suministrada al sistema. Si en este punto se añade un incremento de carga al eje del motor, momentáneamente la posición angular del motor con respecto al generador se mantendrá, así que la entrada de potencia al motor no tendrá cambio alguno; por lo tanto, se desarrolla un par neto en el motor que tiende a frenarlo, y su velocidad disminuye temporalmente.

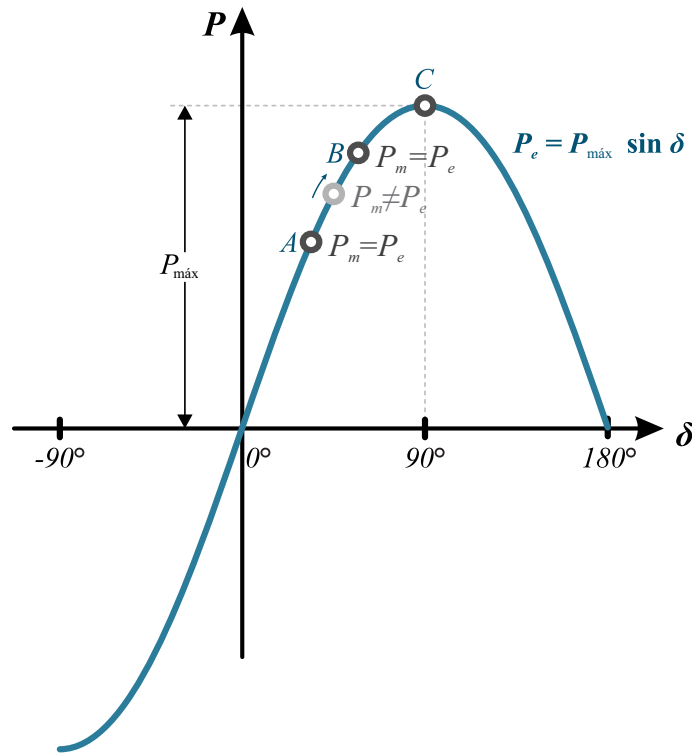


Fig. 2.2. Curva potencia-ángulo del sistema de la Fig. 2.1.

Como resultado de la disminución de la velocidad del motor, se incrementa δ y, por consiguiente, se incrementa la entrada de potencia P_m , hasta que finalmente la entrada y la salida vuelven a estar en equilibrio y el sistema regresa a una condición estable, en un nuevo punto “B”, superior a “A” en la curva potencia-ángulo.

Al incrementar gradualmente la potencia mecánica en el generador hasta alcanzar el punto “C” denominado punto de potencia máxima e introduciendo un incremento adicional de carga en el motor, el ángulo de desplazamiento δ aumentará, pero al hacerlo habrá una disminución en la potencia de entrada, aumentando aún más la diferencia entre las potencias y frenando el motor rápidamente. El motor perderá sincronismo y probablemente se detendrá (a menos que se mantenga en marcha por la acción de los devanados de amortiguamiento que pueden estar presentes en las máquinas síncronas, los cuales actúan como la jaula de un motor de inducción, produciendo un par que le ayuda a volver a la velocidad de sincronismo). $P_{\text{máx}}$ es el límite de estabilidad en estado estable del sistema, si se intenta transmitir potencia sobrepasando este límite, se perderá el sincronismo.

En el caso de que el incremento de carga no sea lo suficientemente grande como para llevar el sistema a la inestabilidad, el motor recuperará su velocidad limitando el desplazamiento angular a tener valores críticos. El rotor del motor oscilará alrededor de la nueva posición angular en estado estable hasta que encuentre el punto de equilibrio. Un movimiento oscilante amortiguado caracteriza un sistema estable.

El problema de estabilidad en sistemas multi-máquina está relacionado principalmente con la transferencia de potencia entre grupos de generadores. Durante perturbaciones, ciertos grupos tienden a oscilar juntos, esto quiere decir que mantienen aproximadamente sus posiciones angulares relativas, aunque estén variando contra otro grupo de generadores. Si se pierde el sincronismo, los generadores de cada grupo permanecen juntos, aunque perderán el sincronismo con el otro grupo [7].

2.3. Oscilaciones de potencia

Durante la operación en estado estable del sistema de potencia, todos los generadores conectados suministran potencia constante a frecuencia constante [8]. Una perturbación produce un desequilibrio en las potencias de entrada y salida del sistema, dado que la potencia de entrada es mecánica y la potencia de salida es eléctrica, este desequilibrio provoca oscilaciones electromecánicas o también llamadas oscilaciones de potencia.

Las oscilaciones de potencia son eventos balanceados que hacen variar los ángulos relativos entre los rotores de los generadores y se caracterizan eléctricamente por la fluctuación tanto en amplitud como en ángulo de los voltajes y las corrientes y, por consiguiente, variaciones de los flujos de potencia en el sistema de potencia [9]. La Fig. 2.3 muestra las señales de voltaje y corriente en estado estable y durante un evento oscilatorio electromecánico de un sistema.

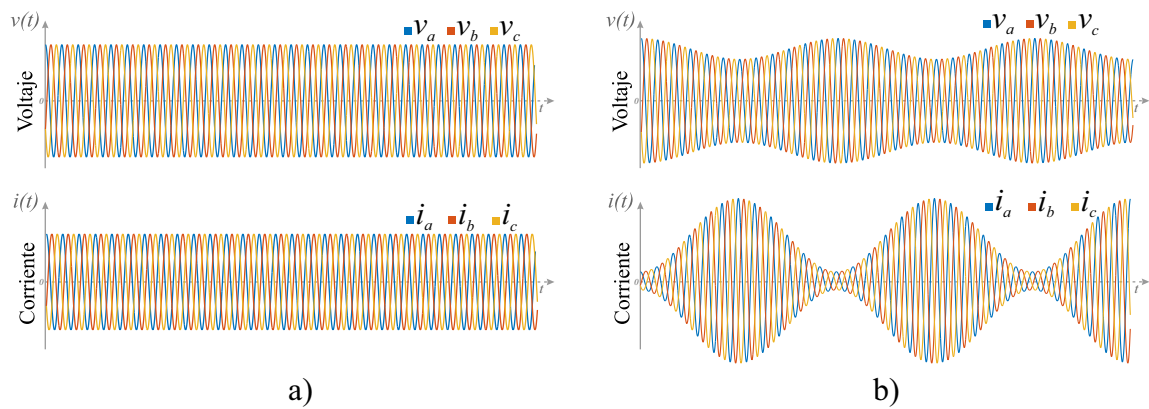


Fig. 2.3. Señales trifásicas de voltaje y corriente de un sistema de potencia: a) En estado estable; b) Durante un evento oscilatorio electromecánico.

Cada sistema de potencia es capaz de soportar una perturbación hasta el punto en

donde el sistema se vuelve inestable. El estado de un sistema de potencia después de una perturbación depende del flujo de potencia inicial, de la severidad del evento que haya ocurrido, de la operación de los sistemas de protección, de la acción del equipo de control y del propio sistema de potencia. Cuando ocurren estas oscilaciones de potencia en el sistema, los generadores síncronos intercambian energía cinética en forma de potencia eléctrica por medio de la red, a través de modos de oscilación [8]:

- **Modo inter-área:**

Este modo de oscilación es el más grave (Fig. 2.4a)), se presenta cuando un grupo de generadores oscila con respecto a otro grupo, su frecuencia típica de oscilación es de 0.1 a 1 Hz.

- **Modo intra-planta:**

Este modo se presenta cuando generadores de una misma planta oscilan entre ellos (Fig. 2.4b)). Este tipo de oscilación se amortigua rápidamente y no causa ningún problema. La frecuencia de oscilación de este modo está en el rango de 1.5 Hz a 3 Hz.

- **Modo local:**

Este modo es el más común (Fig. 2.4c)) y esta asociado con la oscilación de un generador con respecto al resto del sistema de potencia, tiene una frecuencia de oscilación que está típicamente en el rango de 0.7 Hz a 2 Hz.

El modo local y el modo intra-planta solo involucran una pequeña parte del sistema, por lo cual representan un problema local. Las oscilaciones de mayor impacto son las asociadas a los modos inter-área, ya que tienen menor amortiguamiento y menor frecuencia, su presencia causa fluctuaciones perceptibles en voltajes y corrientes del sistema, las cuales pueden afectar los esquemas de protección e incluso causar su operación.

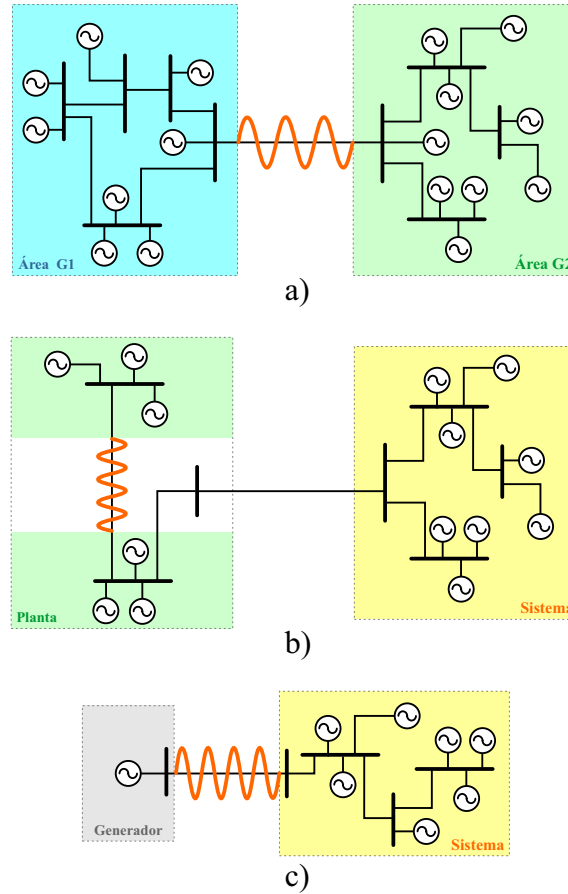


Fig. 2.4. Modos de oscilación presentes en el SEP: a) Modo inter-área; b) Modo intra-planta; c) Modo local.

Dependiendo de la respuesta del sistema a una perturbación, las oscilaciones de potencia se clasifican como oscilaciones estables, situación en donde las oscilaciones se amortiguan y el sistema se restaura a un nuevo punto de equilibrio, como se muestra en la Fig. 2.5a), y oscilaciones inestables las cuales provocan un gran desplazamiento angular entre generadores, lo que tiene como consecuencia oscilaciones en el flujo de potencia de líneas de transmisión, y fluctuaciones considerables de voltajes y corrientes, que pueden llevar al sistema a una condición de pérdida de sincronismo, como se describe en la Fig. 2.5b) [7].

La Fig. 2.5a) muestra la evolución transitoria de la potencia eléctrica y el desplazamiento angular, correspondiente a una condición oscilatoria estable de un sistema de potencia, la cual fue causada por un disturbio, que debido a su baja magnitud o corta permanencia, no perjudicó la estabilidad del mismo. La potencia eléctrica máxima y mínima corresponde al desplazamiento angular máximo y mínimo, respectivamente. A consecuencia del disturbio y a la posible falta de cualquier efecto amortiguador, las maquinas síncronas oscilan alrededor del nuevo punto de equilibrio, indicado por el punto “n”, recorriendo la trayectoria sinusoidal entre los puntos “m” y “o”. Si la severidad del disturbio es importante o si permanece en el sistema un tiempo considerable, es posible que se pierda el sincronismo. Esta es la situación mostrada en la Fig. 2.5b).

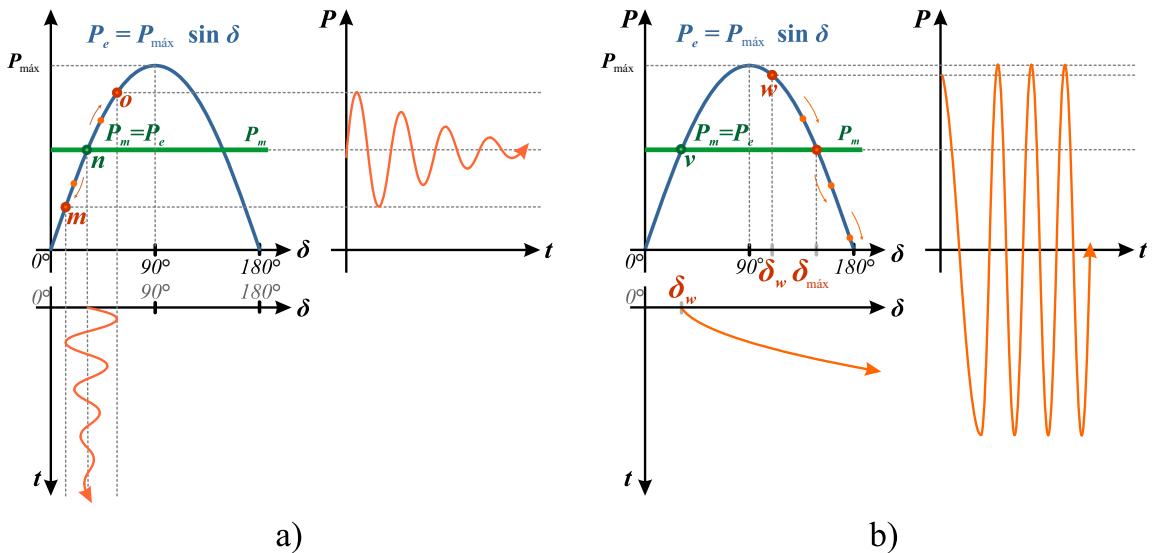


Fig. 2.5. Oscilación de potencia representada en la curva potencia-ángulo y su comportamiento en el dominio del tiempo: a) Oscilación de potencia estable; b) Oscilación de potencia inestable.

El momento en el que el disturbio termina (por ejemplo, la liberación de una falla) corresponde al punto “w”. A partir de este punto, la aceleración angular es negativa pero δ sigue creciendo hasta rebasar el punto límite marcado por δ_{\max} . Más allá de este

punto la aceleración vuelve a ser positiva, puesto que la potencia mecánica entrante es superior a la potencia eléctrica saliente. Se puede observar en la Fig. 2.5b) como el ángulo delta crece indefinidamente y la potencia eléctrica varía rápidamente en función del desplazamiento angular.

Si el disturbio termina cerca del límite de estabilidad, puede producirse una situación críticamente estable como la que indica la Fig 2.6. En base al criterio de áreas iguales [10], el cual se explica en mayor detalle en la siguiente sección, se puede determinar si el sistema seguirá operando bajo una condición estable, siempre y cuando el área de aceleración sea igual al área de desaceleración.

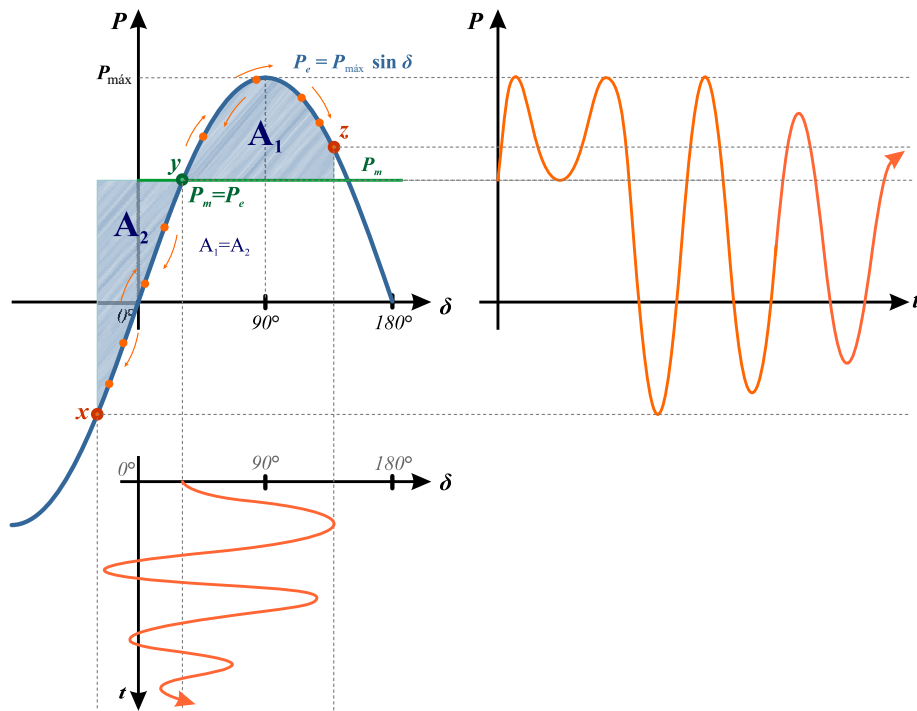


Fig. 2.6. Oscilación de potencia críticamente estable representada en la curva potencia-ángulo y su comportamiento en el dominio del tiempo.

En la Fig. 2.6 se representan los puntos extremos (“x” y “z”) entre los que oscila la máquina síncrona, y puede demostrarse que el área A_1 es igual al área A_2 . Se observa que durante la oscilación, parte de la potencia eléctrica aportada por la máquina es negativa, es decir, la máquina absorbe potencia. De la misma manera que la figura anterior, se representa la evolución transitoria de la potencia eléctrica y el desplazamiento angular respecto al tiempo.

2.4. El criterio de áreas iguales y el tiempo crítico de liberación de falla

La estabilidad del sistema de potencia se analiza en base a la dinámica del rotor de los generadores síncronos, la cual es representada por la ecuación de oscilación. Esta ecuación diferencial relaciona el par de aceleración, el momento de inercia y la aceleración angular, variables que describen la dinámica de rotación de cualquier objeto giratorio. En el sistema de unidades MKS (metro-kilogramo-segundo) la ecuación para el generador síncrono se muestra en (2.6).

$$\frac{2H}{\omega_s} \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_a = P_m - P_e \quad (2.6)$$

Siempre que δ y la velocidad síncrona ω_s sean grados mecánicos o eléctricos, o bien, radianes, la potencia de aceleración P_a , P_m y P_e deben estar en por unidad o en la misma base de la constante de inercia H . Cuando se asocia el subíndice m con la velocidad angular del rotor ω , ω_s y δ deben usar unidades mecánicas; de otra manera, estarían implicadas las unidades eléctricas. La ecuación (2.6) es llamada la ecuación de oscilación de la máquina síncrona, es una ecuación diferencial no lineal de segundo orden, la cual gobierna la dinámica rotacional de la máquina sincrónica en los estudios de estabilidad [10].

El estudio de estabilidad de un sistema de potencia puede ser efectuado con métodos que no requieren resolver la ecuación de oscilación, siendo los denominados métodos directos. El más simple de los métodos directos es el criterio de áreas iguales.

Para deducir el criterio de áreas iguales se considera un modelo simple de un generador conectado a un bus infinito a través de un sistema de transmisión como se muestra en la Fig. 2.7. El modelo se puede reducir sustituyendo el generador por un voltaje constante \bar{E}_G detrás de una reactancia transitoria X_G , el bus infinito por un voltaje constante \bar{E}_B y obteniendo la reactancia equivalente del sistema X_T .

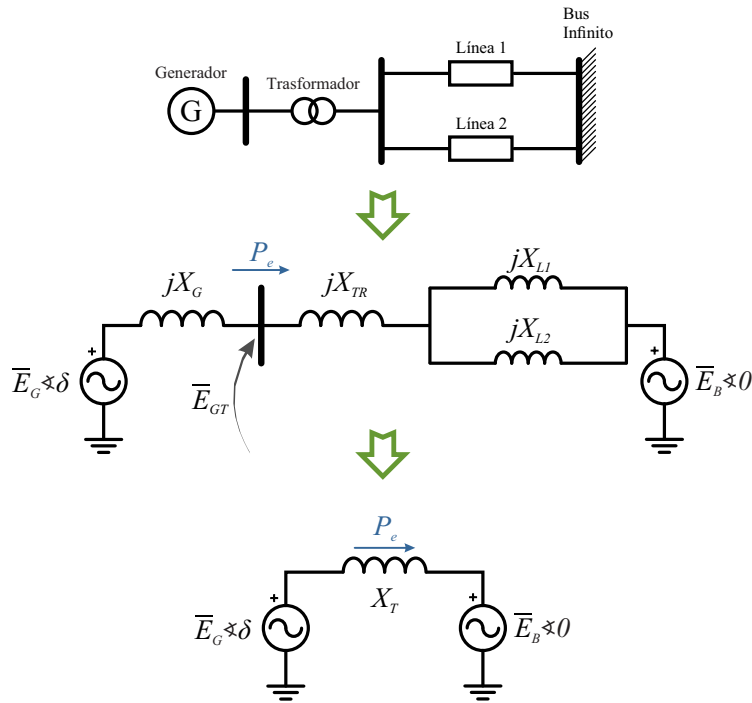


Fig. 2.7. Modelo clásico (máquina-bus infinito).

Si el sistema se encuentra operando en estado estable, en el punto “Q” de la Fig. 2.8a), la potencia mecánica P_{mQ} inyectada al generador es igual a la potencia eléctrica

ca de salida P_{eQ} , por lo que la potencia total de aceleración P_{aQ} es cero, siempre que se desprecien las pérdidas por rotación. En este punto el desplazamiento angular se encuentra en δ_Q para el cual entrega una cierta potencia eléctrica que viene dada por:

$$P_{eQ} = P_{mQ} = \frac{E_G \cdot E_B}{X_T} \sin \delta_Q \quad (2.7)$$

Multiplicando ambos lados de (2.6) por $2\delta/dt$ e integrando, obtenemos:

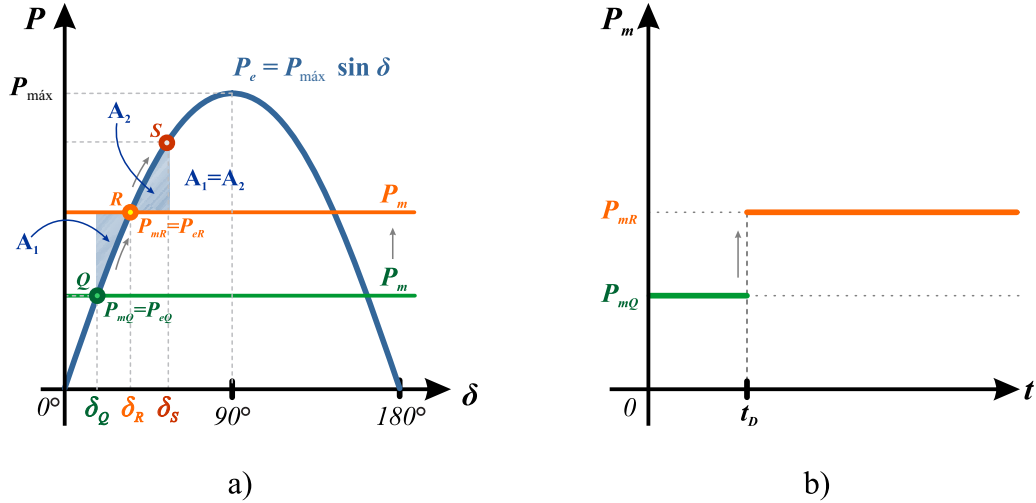
$$\frac{d\delta}{dt} = \sqrt{\int_{\delta_Q}^{\delta} \frac{\omega_Q (P_{mQ} - P_{eQ})}{H} d\delta} \quad (2.8)$$

donde δ_Q representa el ángulo del rotor cuando el generador está operando sincrónicamente, antes de cualquier perturbación. Es evidente que para que el sistema sea estable, δ debe aumentar, alcanzar un valor máximo, y luego cambiar de dirección a medida que el rotor vuelva a su condición estable. Esto significa que $d\delta/dt$ (que es inicialmente cero) cambia durante una perturbación, pero en un momento debe volver a cero. Por lo tanto, como criterio de estabilidad, se tiene:

$$\int_{\delta_Q}^{\delta} \frac{\omega_Q}{H} (P_{mQ} - P_{eQ}) d\delta = 0 \quad (2.9)$$

Esto implica que el área bajo la función $(P_{mQ} - P_{eQ})$ trazada contra δ debe ser cero para un sistema estable, en referencia a la Fig. 2.8a), que el área A_1 sea igual al área A_2 . Si la potencia mecánica aplicada al generador aumenta bruscamente, pasando instantáneamente de P_{mQ} a P_{mR} en un tiempo t_D como es mostrado en la Fig. 2.8b), el bus infinito no puede absorber el cambio de potencia eléctrica mientras el voltaje y la frecuencia permanezcan constantes. La diferencia que existe entre la potencia mecánica y la potencia eléctrica, se traduce en potencia de aceleración, que se almacena en el rotor en forma de energía cinética; ocasionando un aumento en la velocidad del rotor, por lo

tanto un incremento en el desplazamiento angular desde δ_Q hasta δ_R , como se observa



en la Fig. 2.8a). El rotor del generador continuará acelerándose mientras $P_{mR} > P_e$ (desde el punto “Q”, hasta el punto “R”, donde $P_{mR} = P_{eR}$). En el punto “R” el generador termina su proceso de aceleración pero $\omega > \omega_s$, por lo que δ seguirá aumentando. Una vez sobrepasado el punto “R” se desarrolla una potencia de desaceleración, dado que $P_{mR} < P_e$, esta potencia es entregada por la energía cinética almacenada en el rotor, reduciendo ω , pero δ continuará aumentando hasta el punto “S”, donde $\omega = \omega_s$. El punto “S” corresponde a máximo desplazamiento angular que alcanza el rotor. A partir de entonces $\omega < \omega_s$, por lo tanto δ disminuye adquiriendo un comportamiento oscilatorio amortiguado alrededor del punto “R”.

El área indicada como “ A_1 ” corresponde a la zona de aceleración y el área “ A_2 ” indica la zona de desaceleración. Si durante el proceso de oscilación el rotor no puede entregar toda la energía cinética almacenada en él, su velocidad de rotación nunca

disminuirá y el desplazamiento angular aumentará indefinidamente, perdiendo el sincronismo. El criterio de áreas iguales para estabilidad, indica que para que el rotor logre estabilizarse en un nuevo δ , es necesario que el área de desaceleración sea igual al área de aceleración ($A_1 = A_2$).

El desplazamiento angular crítico δ_{cr} , es aquel ángulo en el que una falla tiene que ser liberada para evitar que se pierda el sincronismo, este se encuentra localizado donde A_1 es igual a A_2 para un $\delta_{m\acute{a}x}$ que se encuentra en la intersección de P_m con la curva P_e , como se observa en la Fig. 2.9. Al tiempo para alcanzar el ángulo crítico se le denomina tiempo crítico t_{cr} , este se define como el tiempo máximo entre el inicio y la liberación de una falla, de manera que el sistema sea transitoriamente estable. El tiempo crítico de liberación de falla está dado por (2.10), la cual se obtiene integrando dos veces (2.6) bajo la condición de $P_e = 0$ y evaluando $\delta = \delta_{cr}$.

$$t_{cr} = \sqrt{\frac{2H(\delta_{cr} - \delta_0)}{\omega_0 P_m}} \quad (2.10)$$

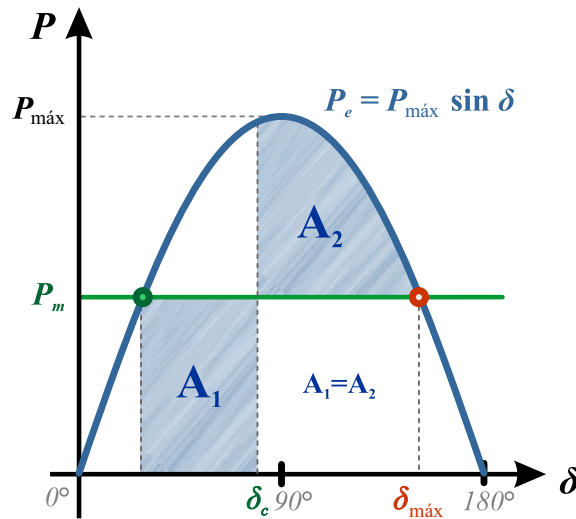


Fig. 2.9. Ángulo crítico representado en la curva potencia-ángulo por el criterio de áreas iguales.

La Fig. 2.10 muestra la respuesta del rotor (definida por la ecuación de oscilación) y el criterio de áreas iguales para un caso estable y un caso inestable. En ambos casos, se aplica una falla trifásica a una línea paralela del sistema de la Fig. 2.7, que después es puesta fuera de servicio por la operación de las protecciones.

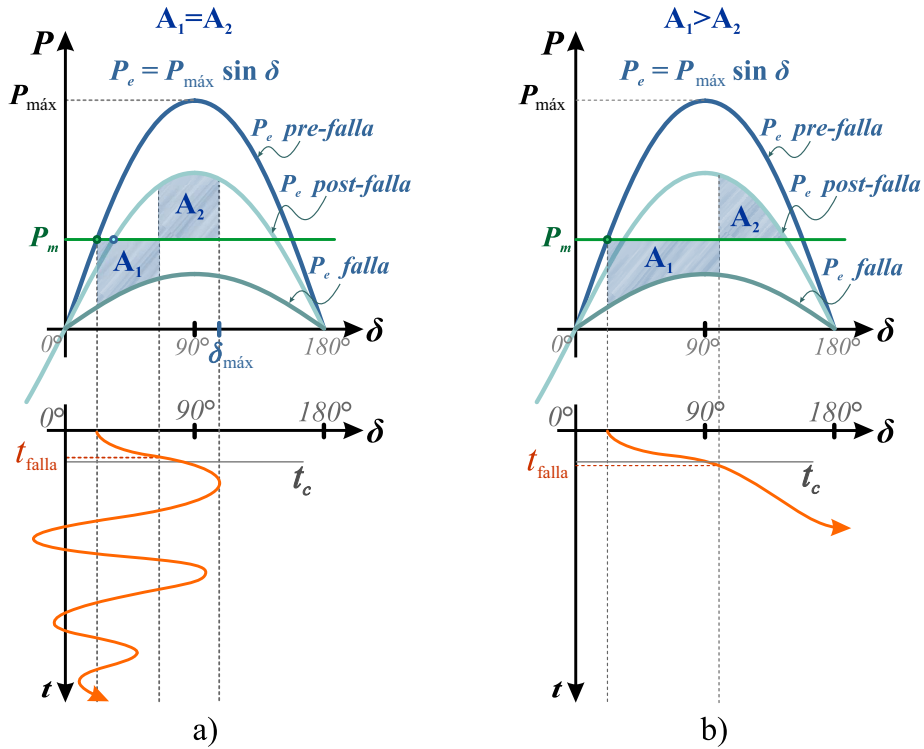


Fig. 2.10. Análisis de la estabilidad transitoria del sistema de la Fig. 2.7 mediante el criterio de áreas iguales y el desplazamiento angular en el dominio del tiempo: a) Respuesta a una falla liberada antes del tiempo crítico; b) Respuesta a una falla liberada después del tiempo crítico.

La única diferencia en los dos casos es que se ha incrementado el tiempo de liberación de la falla t_{falla} para el caso inestable (Fig. 2.10b)). Se aprecia que para el caso estable (Fig. 2.10a)), la energía ganada durante la aceleración del rotor es igual a la energía disipada durante la desaceleración ($A_1 = A_2$) y el desplazamiento angular alcanza un

máximo y se restablece. En el caso inestable, sin embargo, puede verse que la energía ganada durante la aceleración es mayor que la disipada durante la desaceleración (ya que la falla se mantiene durante más tiempo), lo que significa que $(A_1 > A_2)$ y el ángulo del rotor continúa avanzando y no vuelve a reestablecerse [11].

En algunos casos el sistema permanecerá en estado estable incluso durante una falla sostenida, mientras que en otros casos el sistema será estable solamente si el cortocircuito se libera con suficiente rapidez. Si el sistema es estable durante las fallas dependerá no solo del propio sistema, sino también del tipo de falla, ubicación de la falla, el tiempo de operación de las protecciones para liberar la falla y la acción de los controles [7].

2.5. Impacto de los controles

La capacidad de un sistema de potencia para mantener la estabilidad depende en gran medida de los controles disponibles en el sistema para amortiguar las oscilaciones electromecánicas [8].

Las oscilaciones electromecánicas presentes en el sistema con frecuencias de 1 a 2 Hz no se ven afectados por la respuesta de los gobernadores o reguladores, ya que ésta es demasiado lenta. Por el contrario, las oscilaciones de frecuencias menores a 1 Hz se pueden ver afectadas por la respuesta del regulador de velocidad, pero su efecto no es muy significativo [8].

En sistemas de transmisión, la sensibilidad del gobernador es reducida intencionalmente para evitar interacciones adversas con los modos de oscilación del sistema. En sistemas pequeños, los reguladores son ajustados para responder rápidamente a las

variaciones de frecuencia y así ayudar a amortiguar las oscilaciones de potencia. Por lo tanto, los gobernadores o reguladores de velocidad no afectan de forma significativa las oscilaciones de potencia, pero al no estar bien ajustados podrían influir en la disminución del amortiguamiento [8].

Los excitadores estáticos de acción rápida y los reguladores automáticos de voltaje (más conocidos como AVR por sus siglas en inglés) mitigan los problemas de estabilidad transitoria y de estabilidad en estado estable. Lo anterior es debido a la desviación lenta en el movimiento del rotor del generador a medida que aumenta la carga [12]. Los excitadores estáticos de acción rápida con AVR de alta ganancia pueden contribuir a la inestabilidad oscilatoria en los sistemas de potencia. Este tipo de inestabilidad se caracteriza por oscilaciones de baja frecuencia (0.2 a 2 Hz) que pueden persistir (o incluso crecer en magnitud), las cuales ponen en peligro la seguridad del sistema y limitar la transferencia de potencia.

Una solución rentable y eficaz para el problema de la inestabilidad oscilatoria es utilizar estabilizadores de sistemas de potencia (PSS, por sus siglas en inglés) que son controladores suplementarios del sistema de excitación [12]. El objetivo de la inclusión de los PSS es extender los límites de transferencia de potencia y evitar las oscilaciones en los generadores y en el sistema de potencia. En la Fig. 2.11 se muestran los diferentes elementos de control que integran una unidad de generación.

En la Fig. 2.12 se presenta el comportamiento del desplazamiento angular de un sistema de potencia que ha sido afectado por una falla durante un tiempo determinado t_{falla} , mostrando los casos en donde se tiene el AVR de acción rápida sin PSS y con PSS. Para el primer caso, la primera oscilación del ángulo del rotor se reduce significativamente, sin embargo las oscilaciones siguientes se amortiguan negativamente,

resultando que el sistema pierda el sincronismo. Añadiéndole el PSS, las oscilaciones del rotor están muy bien amortiguadas sin comprometer la estabilidad de la primera oscilación.

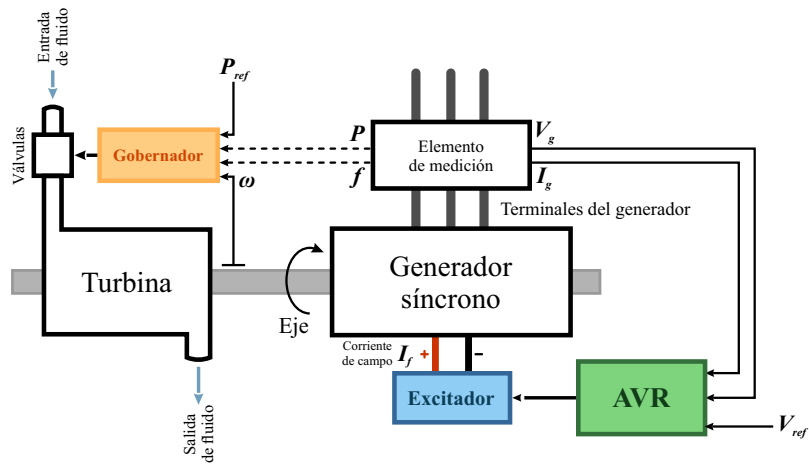


Fig. 2.11. Principales elementos del control de una unidad de generación.

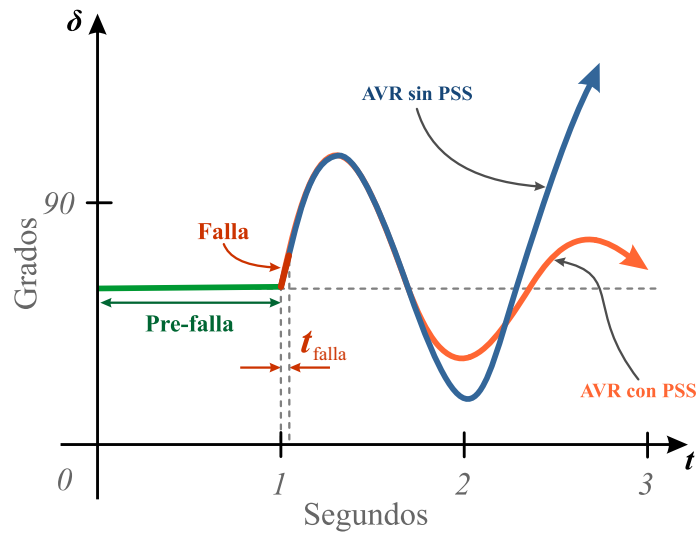


Fig. 2.12. Efecto de los controles en el comportamiento del desplazamiento angular.

El sistema de potencia cuenta con esquemas de compensación serie y paralelo, los cuales tienen un impacto sobre las oscilaciones de potencia en la red eléctrica; entre los esquemas de compensación más comunes están los compensadores estáticos de potencia reactiva (SVC), los compensadores serie controlados por tiristores (TCSC), los compensadores estáticos síncronos (STATCOM), los compensadores serie síncronos estáticos (SSSC) y los controladores unificados de flujos de potencia (UPFC) [12].

Estos esquemas de compensación, también llamados dispositivos FACTS (sistemas de transmisión flexible de c. a.), tienen la capacidad de controlar el flujo de potencia en las líneas de transmisión modificando los principales parámetros en la transmisión de energía eléctrica (magnitud del voltaje, ángulo de fase e impedancia de línea). Con ello se aumenta la estabilidad transitoria del sistema y se mitigan las oscilaciones de potencia.

2.6. Conclusiones del capítulo

Los disturbios intrínsecos de los sistemas eléctricos de potencia ocasionan desequilibrios entre el par mecánico y el par electromagnético de cada generador síncrono, provocando oscilaciones angulares entre ciertos generadores debido a que entran en un proceso de intercambio de energía. Estas oscilaciones tienen un gran impacto en las variables eléctricas del sistema, lo cual afecta a esquemas de protección y a otros equipos instalados en la red eléctrica. Por lo tanto, perjudican la continuidad en el suministro de la energía eléctrica.

Es de suma importancia conocer el tiempo crítico de liberación de falla ya que es el tiempo máximo de duración de un disturbio sin que el sistema pierda su capacidad de recuperarse a un nuevo estado estable o a un punto de operación aceptable. Para

esto los esquemas de protección encargados de liberar estos disturbios deben de tener tiempos de respuesta inferiores al tiempo critico de liberación de falla para mantener la estabilidad del sistema y prevenir un daño excesivo en el equipo eléctrico.

Los excitadores con AVR de alta ganancia y respuesta rápida reducen el amortiguamiento de las oscilaciones de potencia, llevando el sistema a la inestabilidad, al igual que gobernadores y reguladores mal ajustados. La incursión de dispositivos de control PSS y FACTS extienden los límites de transferencia de potencia en la red, ayudando a amortiguar y reducir las oscilaciones, sin embargo, los dispositivos PSS con altas ganancias pueden arriesgar la estabilidad de voltaje del sistema.

Capítulo 3

Comportamiento de relevadores de distancia durante oscilaciones de potencia

3.1. Introducción

Los relevadores de protección están estrechamente ligados con la estabilidad del sistema de potencia debido a que la función principal de estos dispositivos es la de liberar las fallas lo más rápidamente posible y evitar daños considerables en los elementos del sistema [13].

Las oscilaciones de potencia pueden causar la operación indebida de los relevadores, provocando el disparo innecesario de líneas de transmisión. Para mitigar este problema los relevadores digitales de distancia tienen integradas numerosas funciones de protección, incluyendo funciones de bloqueo por oscilaciones de potencia (PSB, por sus siglas en inglés) y funciones de disparo por pérdida de sincronismo (OST, por sus

siglas en inglés). El principal propósito de la función de bloqueo por oscilaciones de potencia, es diferenciar fallas de oscilaciones y bloquear el relevador de distancia u otros elementos para evitar su operación durante oscilaciones de potencia estables e inestables [9].

En este capítulo se revisa el principio de operación de la protección de distancia, algunas de sus características y como son vistas las oscilaciones de potencia a través de la medición de la impedancia aparente. Además, se describen algunos de los métodos utilizados para bloquear el relevador de distancia durante las oscilaciones de potencia.

3.2. Protección de distancia de líneas de transmisión

La protección de distancia se utiliza normalmente para proteger las líneas de transmisión y distribución [14]. El principio básico de la protección de distancia se basa en la medición de la impedancia aparente de secuencia positiva o también llamada “distancia eléctrica”, debido a que es proporcional a la distancia que hay entre el punto de ubicación del relevador y el punto de localización de la falla.

Los relevadores de distancia calculan la impedancia aparente \bar{Z}_r a partir de los estimados fasoriales del voltaje \bar{V}_r y la corriente \bar{I}_r medidos en la ubicación del relevador [15], como se muestra en la Fig. 3.1, la cual está dada por:

$$\bar{Z}_r = \frac{\bar{V}_r}{\bar{I}_r} = R + jX \quad (3.1)$$

donde R es la componente resistiva y jX la componente reactiva.

Si la impedancia aparente es menor a un umbral (característica o zona de operación del relevador), se determina que ha ocurrido una falla y se emite una decisión de dis-

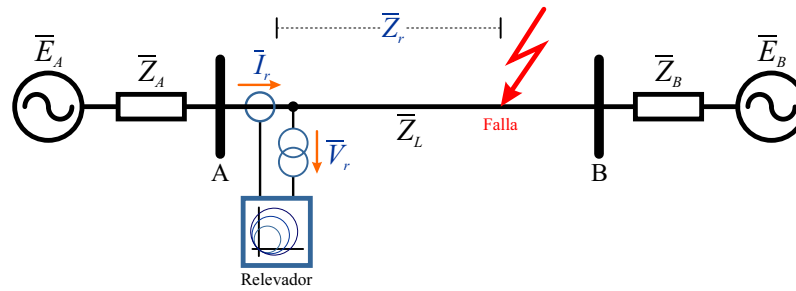


Fig. 3.1. Principio básico de la protección de distancia representado en un sistema equivalente de dos máquinas.

pero [16]. La medición de \bar{Z}_r a partir de (3.1) en la mayoría de los casos no es exacta ya que es afectada por distintos factores, como el efecto de fuente intermedia y resistencia de falla, entre otros.

En la Fig. 3.2 se observa la protección de una línea de transmisión con un relevador de distancia tipo mho ubicado en el nodo "A". Adicionalmente se muestra la impedancia aparente medida por el relevador durante oscilaciones de potencia y una falla.

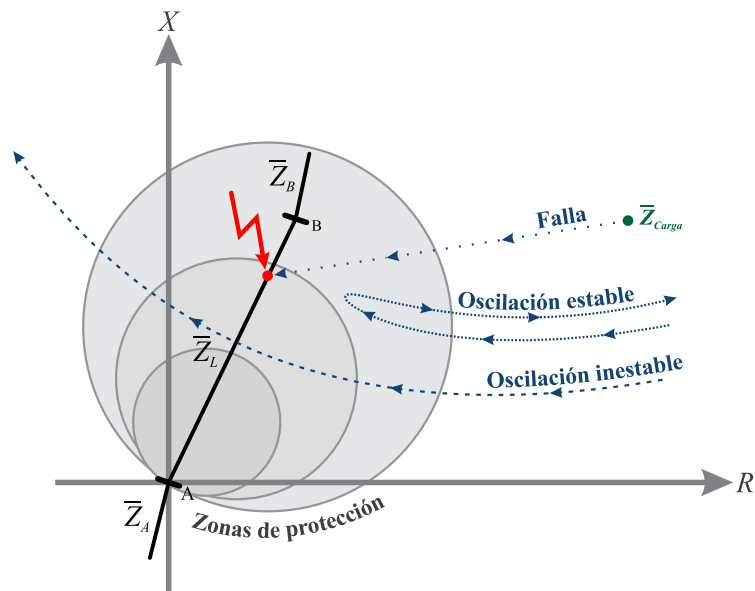


Fig. 3.2. Desempeño de la protección durante la variación de la impedancia medida.

La protección de distancia debe de operar exclusivamente para trayectorias de impedancia de falla, las cuales se desplazan en forma instantánea desde la zona de carga a la zona de protección del relevador, no obstante, durante oscilaciones de potencia (estables o inestables) las trayectorias de impedancia se desplazan en forma lenta y pueden entrar en la característica del relevador y provocar su operación.

Para reducir la posibilidad de que un relevador opere incorrectamente por una oscilación de potencia se modifica la característica del relevador, de tal forma que la impedancia aparente esté un menor tiempo dentro de la zona de operación del relevador. Por lo tanto, las características cuadrilaterales o lenticulares, representadas en la Fig. 3.3, serían más apropiadas, sin embargo, la posibilidad de una operación incorrecta persiste.

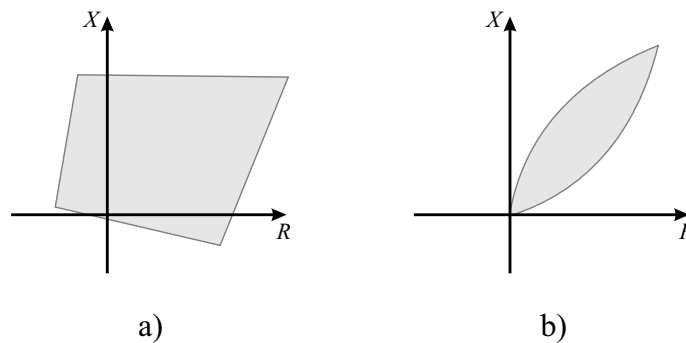


Fig. 3.3. Tipos de relevadores de distancia: a) Trapezoidal o cuadrilateral; b) Lenticular.

La presencia de algunos dispositivos FACTS en el sistema de potencia, como los compensadores estáticos síncronos (STATCOM, por sus siglas en inglés) situados entre el punto de medición de los relevadores y la falla, provocan cambios rápidos en los parámetros del sistema tales como impedancia de línea y el ángulo de potencia. Estos cambios perjudican el desempeño de los relevadores de distancia [17]. En [18] se

muestra que los compensadores serie controlados por tiristores (TCSC, por sus siglas en inglés) tienen una gran influencia en la característica mho, haciendo en que la región de protección sea variable.

3.3. Análisis del efecto de las oscilación de potencia en los relevadores de distancia.

Para el análisis del efecto de las oscilaciones de potencia sobre los relevadores de distancia considérese un sistema simple de dos máquinas conectado a través de una línea de transmisión de impedancia \bar{Z}_L como se muestra en la Fig. 3.1. \bar{E}_A y \bar{E}_B son los voltajes de las máquinas detrás de las impedancias \bar{Z}_A y \bar{Z}_B . Los fasores de voltaje y corriente en la ubicación del relevador (con respecto a \bar{E}_B como referencia) están dados por:

$$\bar{V}_r = E_A \angle \delta - \bar{I}_r \cdot \bar{Z}_A \quad (3.2)$$

y

$$\bar{I}_r = \frac{E_A \angle \delta - E_B}{\bar{Z}_T} \quad (3.3)$$

donde $\bar{Z}_T = \bar{Z}_A + \bar{Z}_L + \bar{Z}_B$.

La impedancia vista por el relevador está dada por la siguiente ecuación:

$$\bar{Z}_r = -\bar{Z}_A + \bar{Z}_T \left(\frac{1}{1 - k \angle -\delta} \right) \quad (3.4)$$

donde $k = \frac{\bar{E}_A}{\bar{E}_B}$. Asumiendo por simplicidad que los dos voltajes están en por unidad y son iguales a 1, tenemos:

$$= -\bar{Z}_A + \frac{\bar{Z}_T}{2 \sin \frac{\delta}{2}} \left(\sin \frac{\delta}{2} - j \cos \frac{\delta}{2} \right)$$

$$\bar{Z}_r = -\bar{Z}_A + \frac{\bar{Z}_T}{2} - j \frac{\bar{Z}_T}{2} \cot \frac{\delta}{2} \quad (3.5)$$

La ecuación (3.5) expresa la impedancia aparente medida por los relevadores de distancia durante la oscilación de potencia (para $k=1$). La interpretación geométrica de (3.5) se representa en la Fig. 3.4.

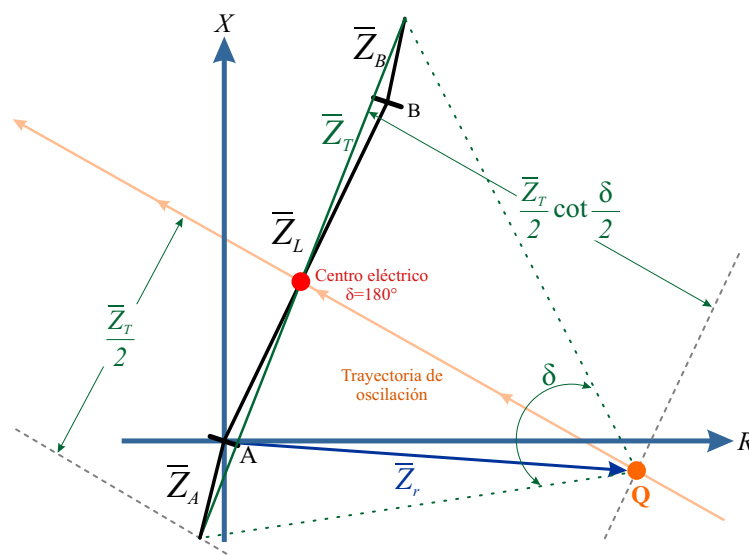


Fig. 3.4. Trayectoria de \bar{Z}_r durante una oscilación de potencia para el caso en donde $k = 1$

El punto Q representa la impedancia medida por el relevador dada por (3.5), el cual se desplaza por la trayectoria de oscilación a medida que el ángulo δ se incrementa. El punto de intersección de Q y la impedancia \bar{Z}_T se conoce como el centro eléctrico de oscilación y se da cuando $\delta = 180^\circ$, en este punto el relevador medirá una impedancia igual a la que se mide cuando ocurre una falla trifásica en ese mismo punto de la línea. Esto implica que durante una oscilación de potencia puede haber tendencia a la operación incorrecta de los relevadores de distancia.

Para el caso más general cuando $k \neq 1$, la impedancia vista por el relevador está dada por:

$$\bar{Z}_r = -\bar{Z}_A + \frac{k[(k - \cos \delta) - j \sin \delta]}{(k - \cos \delta)^2 + \sin^2 \delta} \bar{Z}_T \quad (3.6)$$

Evaluando (3.6), la trayectoria de la impedancia traza una circunferencia cuyo centro está situado sobre los extremos de la impedancia \bar{Z}_T . Las trayectorias para $k > 1$ están centradas en el extremo B y para $k < 1$ el centro de las trayectorias cae sobre el extremo A como se muestra en la Fig. 3.5. En este caso la ubicación el centro eléctrico de oscilación dependerá de la relación k [13].

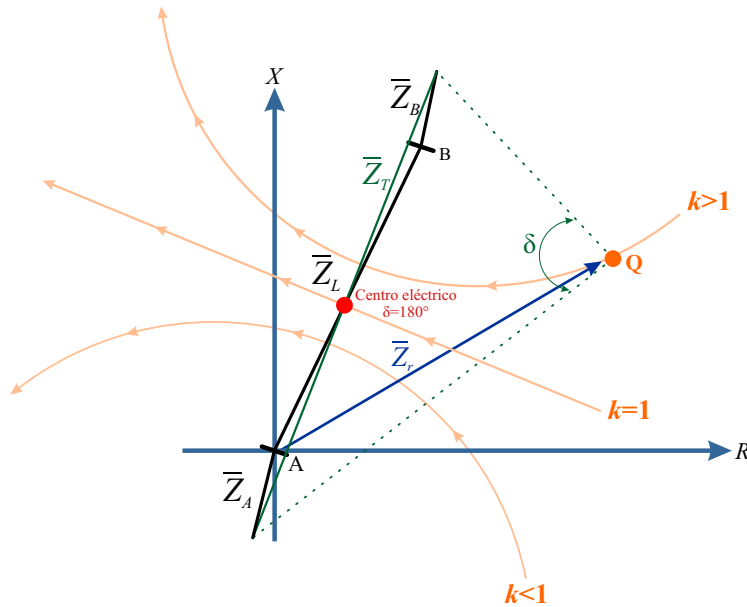


Fig. 3.5. Trayectorias de \bar{Z}_r durante una oscilación de potencia para los tres casos posibles de k .

3.4. Métodos de bloqueo por oscilaciones de potencia

Como se explicó en la sección anterior, el elemento de protección de distancia está expuesto a tomar una decisión de operación errónea dado que la impedancia aparente vista por estos relevadores puede entrar en sus zonas de protección durante las oscilaciones de potencia y eventos transitorios. La operación incorrecta de un relevador de distancia puede aumentar las oscilaciones en el sistema y afectar a otros relevadores [2]. En la Fig. 3.6 se puede observar como las trayectorias de oscilación estable e inestable pueden penetrar una o más zonas del relevador de distancia provocando su operación.

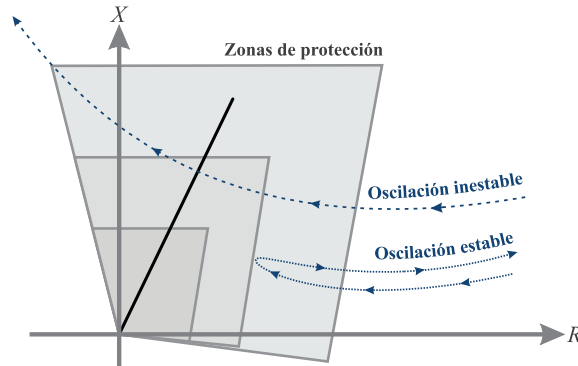


Fig. 3.6. Trayectorias de oscilación estable e inestable teniendo lugar dentro de las zonas de protección.

Con el fin de mitigar este problema los relevadores de distancia cuentan con una función de bloqueo por oscilaciones de potencia, la cual se encarga de bloquear las zonas de protección del relevador cuando son afectadas por oscilaciones estables e inestables. La función PSB debe de ser capaz de identificar con un alto grado de selectividad y fiabilidad las fallas que ocurran en alguna de las zonas de protección durante una condición de oscilación de potencia y emitir una orden de desbloqueo, permitiendo la operación de los relevadores de distancia [2]. A continuación se describen algunos métodos de bloqueo por oscilaciones de potencia que han sido propuestos.

3.4.1. Características concéntricas y blinders

Estos métodos convencionales de bloqueo utilizan la razón de cambio de la impedancia de secuencia positiva para distinguir una falla de una oscilación de potencia. Su principio se basa en el hecho de que durante una oscilación la impedancia vista por el relevador se mueve por el diagrama R - X con una velocidad mucho más lenta que la causada por una falla. La velocidad de cambio de la impedancia está determinada por la inercia del sistema y las impedancias entre los generadores [20].

Para determinar la razón de cambio de la impedancia y lograr esta diferenciación, tradicionalmente se establecen dos características de impedancia (interna y externa) concéntricas a las zonas de protección del relevador de distancia, o en su lugar, se utilizan dos pares de blinders paralelos a la línea protegida, los cuales se mantienen separados por una impedancia ΔZ , y es empleado un temporizador para medir la duración de la trayectoria de la impedancia mientras se desplaza entre ellas. Estos dos métodos se muestran en la Fig. 3.7.

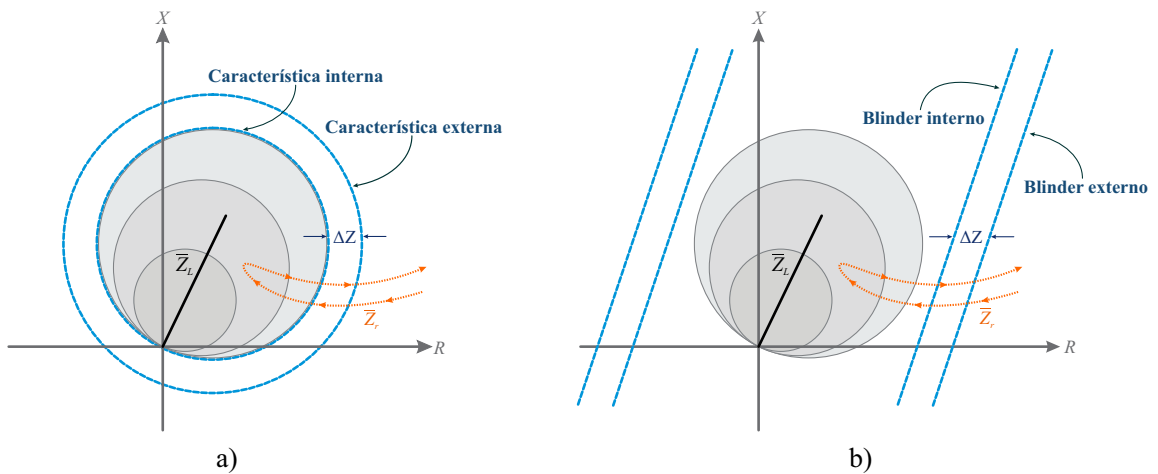


Fig. 3.7. Métodos convencionales de PSB: a) Características concéntricas; b) Características de doble blinder

Si la impedancia vista por el relevador cruza las características concéntricas o los blinders antes de que expire el temporizador, el relevador declara el evento como una falla. De lo contrario, si el temporizador expira antes de que la impedancia cruce ambas características de impedancia, el relevador clasifica el evento como una oscilación de potencia. Los ajustes del temporizador y de ΔZ no son fáciles de calcular, debido a que puede ser necesario realizar amplios estudios de estabilidad para determinar la oscilación de potencia más rápida que pueda ocurrir en el sistema [2].

La ventaja de estos métodos es que se pueden detectar oscilaciones de potencia antes de que las trayectorias de impedancia entren en las zonas de protección. Una limitante es que el alcance resistivo de la característica externa no puede extenderse dentro del área de carga. Esto se convierte en un problema, especialmente para líneas de transmisión muy largas y con una alta transferencia de potencia [19].

A partir de rigurosas pruebas realizadas en [20] y [21] se ha demostrado que este esquema no es capaz de detectar oscilaciones de potencia rápidas (>5 Hz) y se establece la posibilidad de que tenga problemas en identificar fallas simétricas durante oscilaciones de potencia. Adicionalmente, en [21] se reporta que es difícil distinguir fallas de alta resistencia durante oscilaciones de potencia.

3.4.2. Estimación del voltaje del centro de oscilación

Para un sistema equivalente de dos máquinas, el voltaje del centro de oscilación (SCV, por sus siglas en inglés), se define como el voltaje en el punto donde su valor es cero, esto se da cuando los ángulos entre las dos máquinas tienen una diferencia angular de 180° [2].

El método del voltaje del centro de oscilación utiliza la razón de cambio de la aproximación dada por (3.7), en donde SCV_1 es el voltaje del centro eléctrico de secuencia positiva, V_r es la magnitud del voltaje en la ubicación del relevador y φ es la diferencia angular entre V_r y la corriente en la ubicación del relevador, como se muestra en la Fig. 3.8.

$$\overline{SCV}_1 \approx \overline{V}_r \cos \varphi \quad (3.7)$$

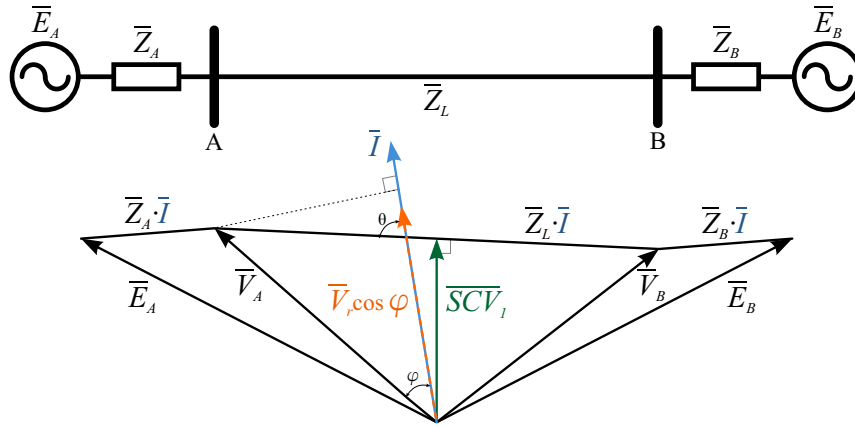


Fig. 3.8. Diagrama fasorial de los voltajes de un sistema de dos máquinas.

Para discriminar fallas de oscilaciones de potencia, el método se basa en el hecho de que durante las oscilaciones el SCV_1 cambia continuamente y durante fallas permanece prácticamente constante, de manera que utiliza el principio $d(SCV_1)/dt > n$, para establecer un bloqueo, en donde n es un determinado umbral. La lógica del algoritmo cuenta con dos funciones adicionales para detectar una oscilación de potencia, basadas en la continuidad de la señal del SCV_1 y en el tiempo de liberación de fallas en líneas adyacentes. En [2] se explica en detalle la lógica utilizada por este método.

El método del SCV no depende de las impedancias del sistema, por esta razón no

se requieren estudios de estabilidad ni configuraciones. Inclusive, el método puede ser aplicado sin ningún conocimiento de la respuesta dinámica del sistema de potencia. Por lo tanto, es adecuado para líneas de transmisión muy largas y con una alta transferencia de potencia, las cuales provocan problemas significativos para los métodos tradicionales de detección de oscilación de potencia [2].

Las desventajas que tiene este esquema se exponen en [21], donde se determinó que hay un cierto retraso en la detección de fallas trifásicas durante oscilaciones de potencia ocasionado por el período transitorio al inicio de la falla, así como también la necesidad de fijar el umbral a un valor muy bajo para evitar un desbloqueo incorrecto por oscilaciones de potencia a una diferencia angular cercana a los 180° . De la misma manera se encontró que no es capaz de detectar fallas monofásicas de alta resistencia durante oscilaciones de potencia, ya que la magnitud del SCV_1 no permanece constante. Por otra parte, el esquema no emite una orden de desbloqueo para fallas trifásicas durante oscilaciones de potencia para una diferencia angular de 180° [20].

3.4.3. Cálculo continuo de la impedancia aparente

El método utiliza un algoritmo para calcular continuamente la razón de cambio de la resistencia ΔR y de la reactancia ΔX de cada fase, a una tasa de cuatro veces por ciclo. Para detectar las oscilaciones de potencia, los valores de ΔR y ΔX deben de cumplir tres criterios principales:

- **Monotonía:**

El signo de ΔR y ΔX debe mantenerse igual para asegurar la homogeneidad en la dirección del movimiento de la impedancia.

- **Continuidad:**

Los valores de ΔR y ΔX deben de sobrepasar un umbral, esto garantiza que el

vector de impedancia se encuentre en movimiento.

- **Suavidad:**

El producto de $\left| \frac{\Delta R_1}{\Delta R_2} \right|$ o $\left| \frac{\Delta X_1}{\Delta X_2} \right|$ debe de estar por debajo de un umbral para confirmar que la trayectoria de la impedancia presenta un movimiento uniforme sin cambios abruptos.

Una característica de impedancia de ajuste automático denominada "área de oscilación de potencia" es utilizada en conjunto con los tres criterios para asegurar el funcionamiento estable y seguro de la detección de oscilaciones de potencia [3]. En la Fig. 3.9, se muestra el área de oscilación de potencia y la representación gráfica de los criterios antes mencionados.

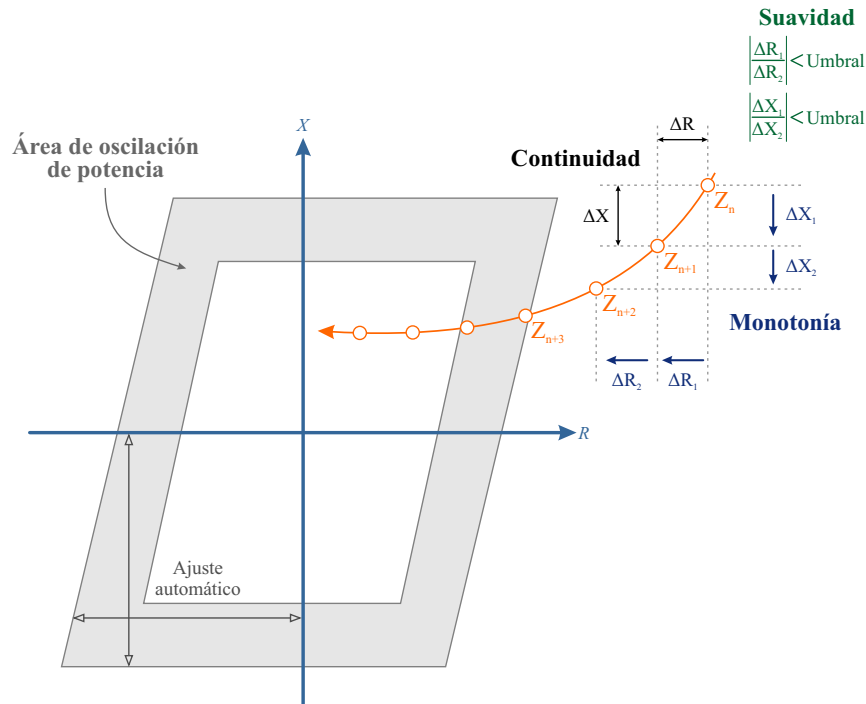


Fig. 3.9. Área de oscilación de potencia y representación gráfica de los criterios utilizados para el cálculo continuo de la impedancia aparente.

Se emite una orden de bloqueo solo si, el vector de impedancia se encuentra en el área de oscilación de potencia y las condiciones de los criterios se cumplen. Evidentemente ante un evento de falla no se efectuara el bloqueo debido a que el vector de impedancia cambia inmediatamente a una valor de impedancia de falla, ocasionando que algunos de los criterios no se cumplan [3].

El algoritmo es capaz de adaptarse dinámicamente a la velocidad de la trayectoria de impedancia calculando automáticamente los umbrales aplicados, esto le permite detectar oscilaciones de potencia de baja frecuencia así como oscilaciones con frecuencias de hasta 10 Hz.

Unas de las ventajas del método es que no requiere ajustes [3], por lo que no es necesario realizar cálculos complejos, además realiza el desbloqueo inmediato de la protección de distancia para fallas que ocurran durante las oscilaciones de potencia. Inclusive, ofrece una detección rápida de oscilaciones de potencia que se producen durante y después de la liberación de las fallas.

En pruebas realizadas a este método, se ha detectado que tiene problemas en detectar fallas simétricas durante oscilaciones de potencia a una diferencia angular cercana a los 180° , por consecuencia, no libera el bloqueo de las zonas de protección ante estos eventos que son críticos para el sistema de potencia.

3.4.4. Superposición continua de la corriente

Este método está fundamentado en el teorema de superposición, el cual establece que el efecto que las fuentes tienen sobre el sistema es igual, a la suma de cada uno de los efectos de cada fuente tomados por separado. Cuando se produce una falla en el

sistema de potencia, el teorema de superposición nos permite considerar las corrientes superpuestas $\Delta i_r(t)$ y los voltajes superpuestos $\Delta v_r(t)$ medidos por el relevador, como la suma de todas las fuentes del sistema y una fuente ficticia de igual magnitud y polaridad opuesta en la localización de la falla aplicada en el momento inicial de la falla [1].

Bajo este principio el período de falla del sistema puede ser considerado como el resultado de la superposición de las cantidades de pre-falla y las cantidades superpuestas generadas por la falla, como se muestra en la Fig. 3.10, en donde i_r es la corriente en la ubicación del relevador e i_{pf} es la corriente de pre-falla.

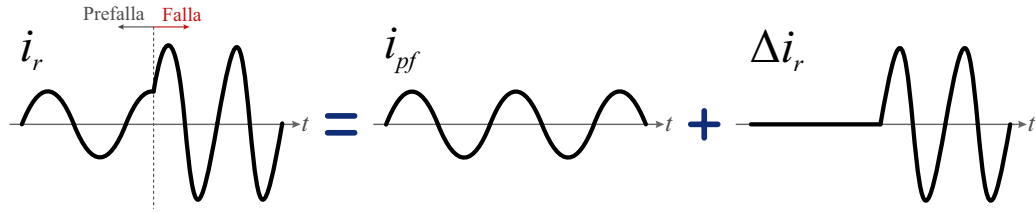


Fig. 3.10. Cálculo de la superposición de la componente de corriente.

El procedimiento utilizado por este método para el cálculo de la superposición de la componente de corriente dado por (3.9) se basa en restar al valor de la corriente i_r el valor de la corriente estimada $i_p(t)$ dada por (3.8). Para esto, se almacenan dos muestras de la corriente i_r , la primera correspondiente al tiempo $(t - T)$ y la segunda al tiempo $(t - 2T)$ en el mismo ángulo de la forma de onda.

$$i_p(t) = 2 \cdot i_r(t - T) - i_r(t - 2T) \quad (3.8)$$

$$\Delta i_r(t) = i_r(t) - i_p(t) \quad (3.9)$$

Para la detección de oscilaciones de potencia se supervisa la salida de $\Delta i_r(t)$, si la

salida es continua por más de dos ciclos y medio y no opera ningún comparador de la protección de distancia, se emite una orden para bloquear todas las zonas del relevador. Adicionalmente se utiliza un umbral para identificar fallas durante oscilaciones de potencia. Al activarse el bloqueo por oscilación de potencia el umbral se incrementa a dos veces el valor máximo de $\Delta i_r(t)$ que prevalezca durante la oscilación. En la Fig. 3.11 se muestra como se efectúa el bloqueo para una oscilación de potencia y el desbloqueo ante un evento de falla durante la oscilación [1].

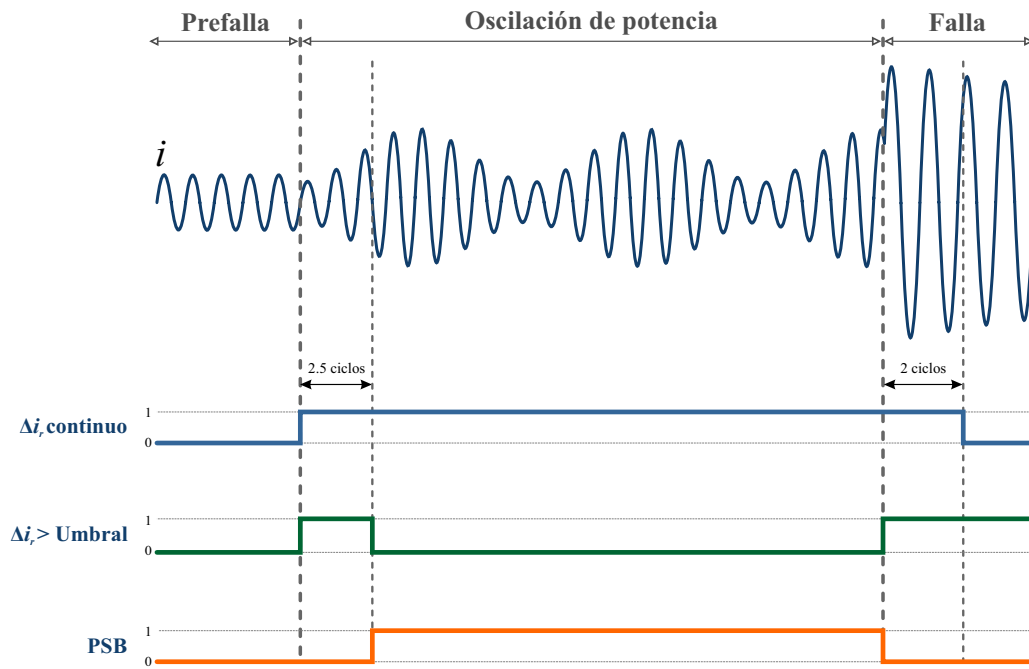


Fig. 3.11. Lógica de PSB utilizando la superposición continua de la corriente.

Las pruebas realizadas en [21] y [20] para determinar la robustez de este método, han demostrado que si se produce una falla trifásica durante una oscilación de potencia a una diferencia angular de 180° el relevador de distancia permanecerá bloqueado. El mismo caso se presenta durante fallas monofásicas de alta resistencia. La razón es que en ambos escenarios el $\Delta i_r(t)$ es insignificante para ser detectado por el umbral.

3.4.5. Sistemas adaptativos de inferencia neurodifusa

Un sistema adaptativo de inferencia neurodifusa (ANFIS, por su sigla en inglés) es un tipo de red neuronal artificial que imita el proceso de inferencia realizado en los sistemas difusos [22]. La estructura de un ANFIS engloba cinco etapas principales de procesamiento como la mostrada en la Fig. 3.12.

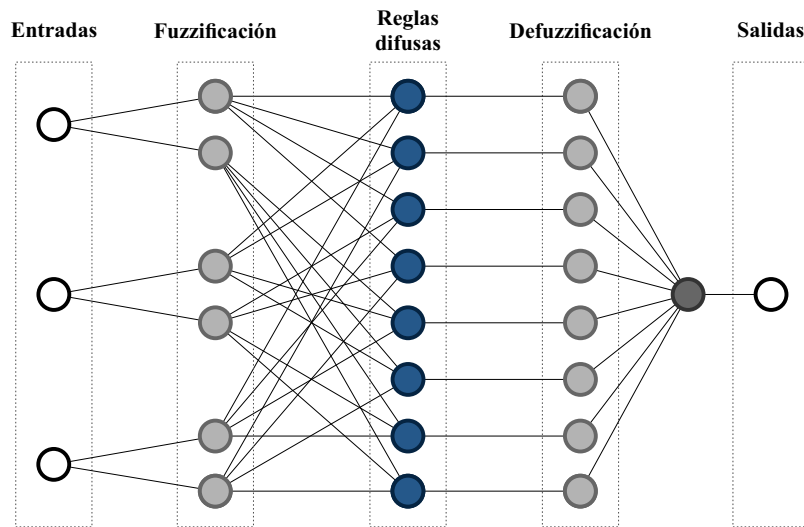


Fig. 3.12. Etapas principales de procesamiento de un ANFIS.

La estructura del modelo ANFIS implementado por este método se basa en un modelo difuso Sugeno de primer orden, el cual consta de tres entradas orientadas a la detección de oscilaciones de potencia. Debido a que las oscilaciones de potencia se caracterizan por variaciones lentas de corriente, es típico usar la razón de cambio de la corriente como una entrada al ANFIS. La amplitud máxima de la razón de cambio de la potencia normalizada trifásica activa y reactiva siempre es igual o superior a 0.7 durante oscilaciones de potencia y 0 al originarse una falla trifásica, debido a que no habrá intercambio de energía entre los sistemas interconectados, por lo que también se consideran como entradas al ANFIS [4].

Si una oscilación de potencia se presenta en el sistema, la salida del ANFIS se aproximará a 1; de lo contrario será 0. Con el propósito de clasificación, se fija un umbral en 0.5, en donde todas las salidas del ANFIS menores a 0.5 se clasificarán como fallas, mientras que aquellas que superen el umbral se reconocerán como oscilaciones de potencia y se emitirá una orden de bloqueo.

Las pruebas realizadas en [4] muestran que este método puede detectar fallas durante oscilaciones de potencia, incluso durante oscilaciones de potencia a una diferencia angular de 180° . Además, el esquema es capaz de identificar fallas de alta resistencia y no se ve afectado por factores tales como los parámetros del sistema, el tiempo de liberación de la falla, la posición de la falla, ni la condición del flujo de potencia previo a la falla.

La desventaja de este método reside en su transportabilidad; como las redes neuronales deben ser entrenadas con la información de su entorno, cuando se apliquen en otro sistema de potencia, con un comportamiento dinámico distinto, debe realizarse un nuevo entrenamiento para caracterizar las oscilaciones de potencia.

3.5. Conclusiones del capítulo

Al presentarse oscilaciones de potencia estables o inestables en el sistema eléctrico de potencia, los relevadores de distancia situados en ciertos puntos de la red pueden tener una operación incorrecta, agravando aún más el problema de estabilidad, lo cual generaría oscilaciones de mayor magnitud y ocasionaría la operación errónea de otros relevadores de distancia.

Existen diversos métodos para la función de bloqueo por oscilaciones de potencia, sin embargo, la alternativa más utilizada comúnmente para bloquear los relevadores de distancia es la basada en la medición de la razón de cambio la impedancia de secuencia positiva, estableciendo el bloqueo mediante características concéntricas o blinders; algunas ocasiones se utiliza este mismo método en combinación con índices de desempeño (umbrales, derivadas, etc.).

La función de desbloqueo debido a fallas simétricas en líneas de transmisión durante una oscilación de potencia debe de ser parte de los métodos de bloqueo por oscilaciones de potencia, ya que esta función debe diferenciar entre una falla simétrica y una oscilación de potencia. Debido a que estos dos eventos son de carácter balanceado, se requiere un alto grado de selectividad.

Capítulo 4

Algoritmo de bloqueo basado en eigendescomposición

4.1. Introducción

Este capítulo describe el algoritmo propuesto para la detección de oscilaciones de potencia basado en eigendescomposición como una función de bloqueo por oscilaciones de potencia para relevadores de distancia en líneas de transmisión.

En las siguientes secciones se realiza una explicación a detalle del funcionamiento de cada una de las etapas del algoritmo, haciendo énfasis en el uso de eigenvalores. El uso de la matriz de varianzas-covarianzas permite ver la dispersión de las cantidades de corriente trifásica y discriminar entre una oscilación de potencia y una falla.

Se realiza un análisis de sensibilidad [8] al eigenvalor dominante en la identificación de fallas monofásicas para establecer una orden de desbloqueo monofásico. Finalmente, se incluye un ejemplo para ilustrar el desempeño del algoritmo.

4.2. Eigendecomposición

La eigendecomposición de una matriz real simétrica A , i.e. $A = A^t$, de orden n consiste esencialmente en obtener una matriz diagonal Λ de manera que conserve las propiedades de A , a partir de una matriz ortogonal U , i.e. $U^{-1} = U^T$, tal que:

$$\Lambda = U^T A U \quad (4.1)$$

en donde:

$$U = \begin{pmatrix} u_{11} & u_{12} & \cdots & u_{1n} \\ u_{21} & u_{22} & \cdots & u_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ u_{n1} & u_{n2} & \cdots & u_{nn} \end{pmatrix} \quad (4.2)$$

y

$$\Lambda = \begin{pmatrix} \lambda_1 & 0 & \cdots & 0 \\ 0 & \lambda_2 & \cdots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & \cdots & \lambda_n \end{pmatrix} \quad (4.3)$$

Las columnas de U son los n eigenvectores linealmente independientes, $\vec{u}_1, \vec{u}_2, \dots, \vec{u}_n$, y normalizados ($\vec{u}_n^T \vec{u}_n = 1$) de A , y los elementos diagonales de la matriz Λ son los n eigenvalores, $\lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_n$, asociados a los eigenvectores.

Una matriz M es semidefinida positiva si y solo si existe una matriz triangular inferior L con elementos diagonales no negativos tal que:

$$M = LL^T \quad (4.4)$$

Esto implica que una matriz semidefinida positiva es simétrica, por lo tanto la eigendescomposición de este tipo de matrices siempre existe [24]. Las características importantes de una matriz semidefinida positiva es que sus eigenvalores son siempre positivos o nulos, y que sus eigenvectores son ortogonales cuando sus eigenvalores son diferentes [25].

La matriz de varianzas-covarianzas \mathbf{S} definida por (4.5), es una matriz cuadrada semidefinida positiva que contiene los índices de varianza y covarianza de una matriz de datos. Los elementos de la diagonal de la matriz contienen las varianzas de las variables (A, B, C) , mientras que los elementos que se encuentran fuera de la diagonal contienen las covarianzas de todos los pares posibles entre las variables.

$$\mathbf{S} = \begin{pmatrix} \text{var}(A) & \text{cov}(A, B) & \text{cov}(A, C) \\ \text{cov}(B, A) & \text{var}(B) & \text{cov}(B, C) \\ \text{cov}(C, A) & \text{cov}(C, B) & \text{var}(C) \end{pmatrix} \quad (4.5)$$

La varianza σ^2 es una medida de la dispersión o variación de los datos de una variable alrededor de su media [26]. La varianza de un conjunto de datos $[a_1, a_2, \dots, a_n]$ de n observaciones se define como:

$$\sigma^2 = \frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (a_i - \mu)^2 \quad (4.6)$$

donde μ es la media aritmética del conjunto de datos tal que:

$$\mu = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n a_i \quad (4.7)$$

La covarianza es uno de los índices que existen para determinar la existencia de una

relación de tipo lineal entre dos variables de naturaleza cuantitativa [26]. La covarianza entre la variable “A” y la variable “B”, ambas de n observaciones se define como:

$$\text{cov}(A, B) = \frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (A_i - \mu_A) \cdot (B_i - \mu_B) \quad (4.8)$$

donde μ_A y μ_B son la media aritmética de las variables A y B respectivamente.

Por medio de la eigendecomposición de la matriz de varianzas-covarianzas es posible determinar tanto la propagación (varianza) como la orientación (covarianza) de los datos, debido a que el eigenvector asociado al eigenvalor de mayor magnitud siempre apunta en la dirección de mayor dispersión. El eigenvector asociado al siguiente eigenvalor de mayor magnitud es siempre ortogonal al eigenvector anterior, tal y como es representado gráficamente en la Fig 4.1 para una dispersión de datos tridimensionales.

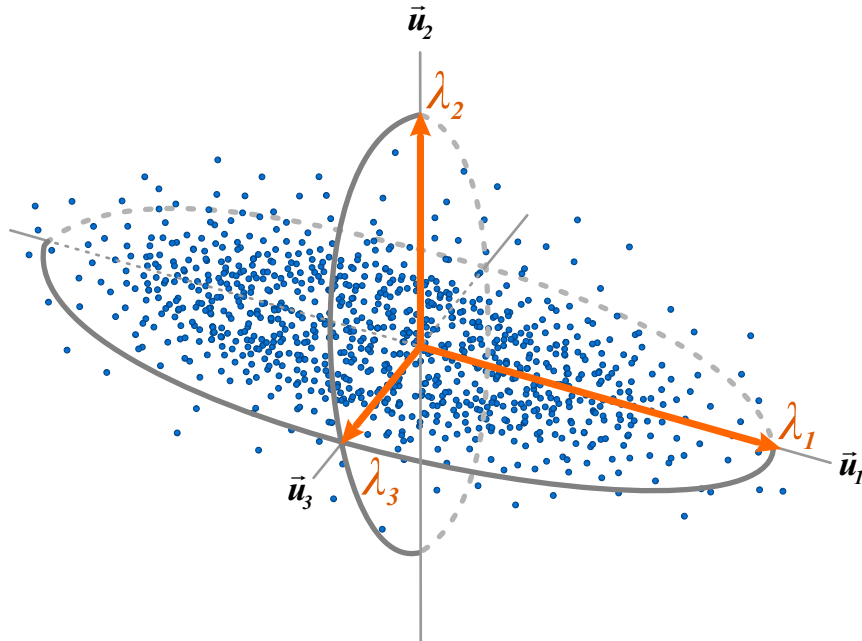


Figura 4.1. Representación gráfica de los eigenvectores y eigenvalores de una matriz de varianzas-covarianzas.

4.3. Algoritmo

El algoritmo está fundamentado en la eigendescomposición de una matriz de varianzas -covarianzas, con la cual se examina la estructura de interdependencia estadística de los datos de entrada. La matriz de varianzas-covarianzas está construida a partir de las corrientes incrementales obtenidas por el filtrado de la componente sinusoidal de las corrientes instantáneas del lado secundario de los transformadores de corriente (TC).

Debido a la utilización de cantidades instantáneas, no se requiere de una estimación fasorial, inclusive la robustez del algoritmo no se ve afectada por el acoplamiento mutuo entre líneas paralelas, ni por el efecto de la componente aperiódica exponencial decreciente (componente c. d.), permitiendo una adecuada y rápida identificación tanto de oscilaciones de potencia como de fallas que se presenten durante las oscilaciones de potencia.

Los eigenvalores obtenidos por la eigendescomposición de la matriz de varianzas-covarianzas permiten discriminar una condición de falla de una oscilación de potencia en base a la dispersión de las cantidades incrementales de la corriente trifásica. Un análisis de sensibilidad de los eigenvalores respecto a la varianza de los datos permite identificar el tipo de falla (monofásica, bifásica, trifásica) para así realizar el desbloqueo adecuado y no perjudicar la estabilidad del sistema de potencia.

El diagrama de bloques de la Fig. 4.2 muestra la estructura general del algoritmo propuesto para el esquema de bloqueo contra oscilaciones de potencia, en el cual se aprecia que a partir de la corriente trifásica instantánea se crean las corrientes trifásicas incrementales mediante el filtro delta, las cuales se acomodan en un arreglo bidimen-

sional, para posteriormente crearse una matriz de varianzas-covarianzas a la que se le aplica un proceso de eigendescomposición.

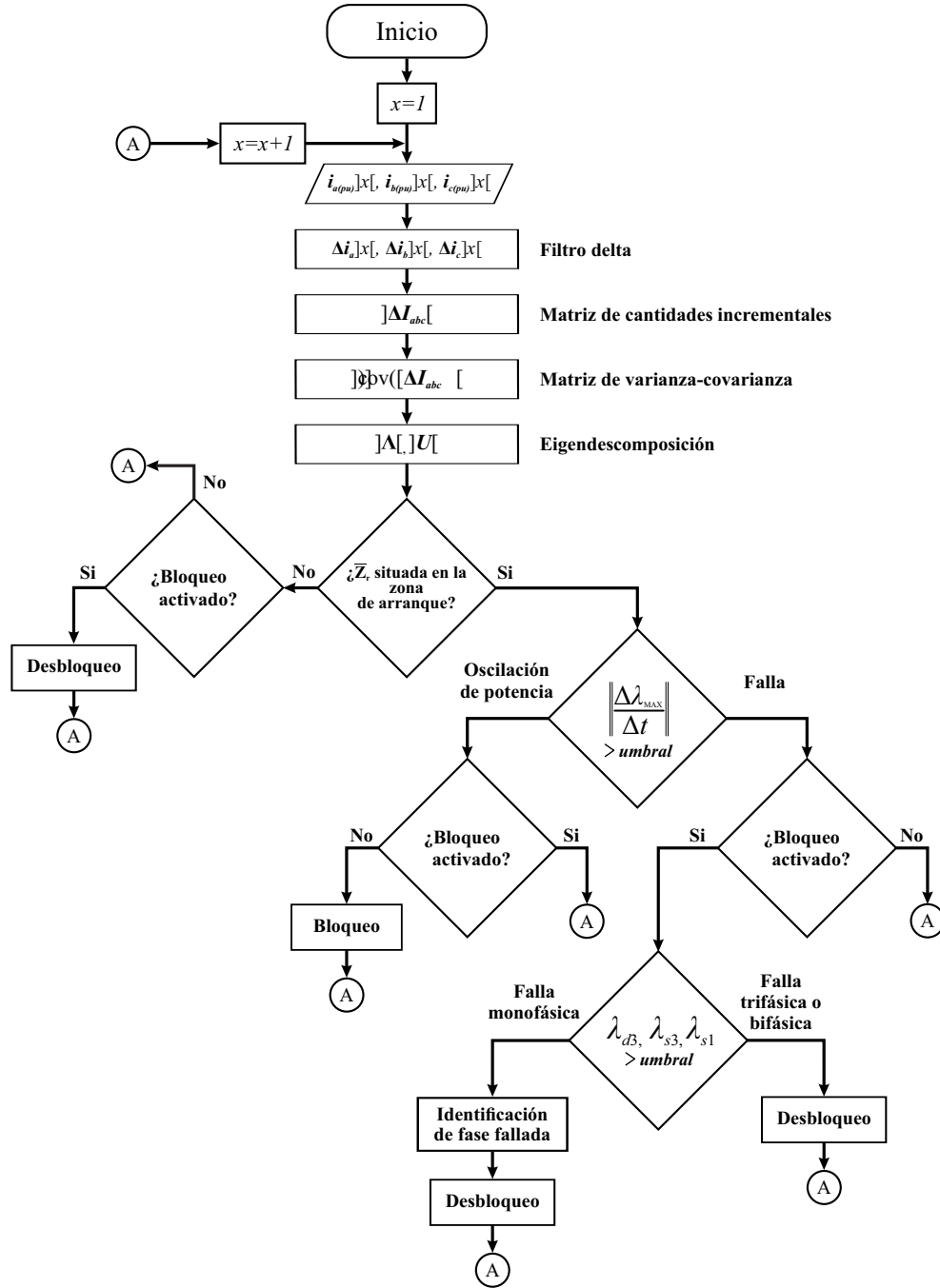


Figura 4.2. Diagrama de bloques del algoritmo propuesto.

La información obtenida por la eigendescomposición se actualiza cada período de muestreo y es utilizada exclusivamente si la impedancia aparente vista por el relevador de distancia se sitúa dentro de una zona de arranque. Si la impedancia reside en la zona de arranque, se entra en una etapa de discriminación, en la que se analiza si se trata de un evento de falla u oscilación de potencia, para después establecer una orden de bloqueo/desbloqueo acorde al evento. En el caso de una falla asimétrica, el algoritmo cuenta adicionalmente con una función de desbloqueo monofásico que se logra mediante un proceso de identificación de fase fallada.

En las siguientes secciones se describirá con más detalle cada una de las etapas que conforman el algoritmo propuesto.

4.3.1. Señales de entrada

Los datos de entrada al algoritmo provienen de la discretización de la corriente trifásica instantánea. Con el fin de expresar la corriente en por unidad, se normalizan los datos de entrada en base a la relación entre la corriente discretizada y el valor cuadrático medio de la corriente tal que:

$$i_{abc(pu)}[x] = \frac{i_{abc}[x]}{\sqrt{\frac{1}{T} \int_t^{t+T} i_{abc}^2(t) dt}} \quad (4.9)$$

Esta normalización nos permite ubicar el algoritmo en cualquier relevador de distancia del sistema de potencia sin requerir algún tipo de ajuste.

Las cantidades de corriente trifásica en por unidad se almacena en una matriz rectangular definida por (4.10), en donde cada fila representa la corriente por fase y el número de columnas dependerá de las i muestras tomadas por ciclo, siendo la primera

columna la muestra de corriente trifásica tomada inicialmente.

$$I_{abc}(pu) = \begin{pmatrix} i_{a(pu)[x]} & i_{a(pu)[x-1]} & \cdots & i_{a(pu)[x-i]} \\ i_{b(pu)[x]} & i_{b(pu)[x-1]} & \cdots & i_{b(pu)[x-i]} \\ i_{c(pu)[x]} & i_{c(pu)[x-1]} & \cdots & i_{c(pu)[x-i]} \end{pmatrix} \quad (4.10)$$

El algoritmo propuesto se apoya exclusivamente en los valores instantáneos de corriente, eliminando así el retraso de tiempo que se genera en la determinación del fasor en la etapa de filtrado digital en un relevador. La elección de la señal de corriente como dato de entrada al algoritmo se centra en el hecho de que la corriente proporciona una mejor discriminación entre las condiciones de estado estable y dinámicas del sistema de potencia que las señales de voltaje.

El problema de la distorsión de las señales de corriente debido al fenómeno de saturación del núcleo magnético de los transformadores de corriente originado por la componente aperiódica exponencial presente en la corriente durante un cortocircuito no tiene un impacto sobre el desempeño del algoritmo debido a que no es inmediata por la naturaleza inductiva del TC; dependiendo del TC, la saturación ocurre en un promedio de $\frac{1}{4}$ de ciclo después de ocurrida la falla [27].

4.3.2. Matriz de cantidades incrementales

Las cantidades incrementales de corriente se obtienen mediante un filtro lineal invariante en el tiempo (filtro delta) sintonizado a la frecuencia nominal de la red (50 o 60 Hz), el cual resta los valores diferidos i número de muestras ($i = 1/(f \cdot T_s)$) a los valores instantáneos de corriente actuales [28], tal que:

$$\Delta i_{abc}[x] = i_{abc(pu)}[x] - i_{abc(pu)}[x-i] \quad (4.11)$$

El filtro delta responde ante cualquier evento que produzca componentes frecuenciales distintas a la frecuencia fundamental del sistema de potencia. En la Fig. 4.3b) se muestra la respuesta del filtro ante una condición de falla seguida de una oscilación de potencia estable.

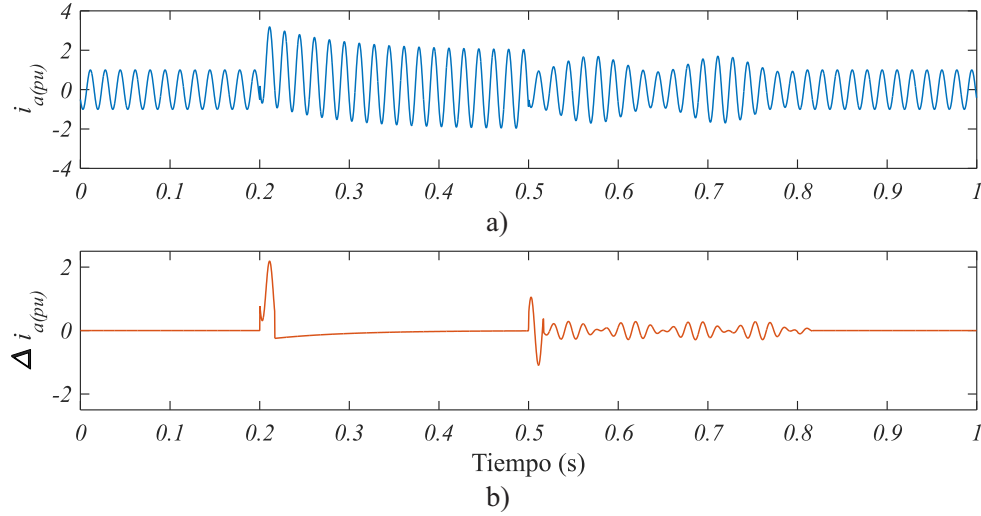


Figura 4.3. Corriente de la fase "a" durante una falla trifásica seguida de una oscilación de potencia estable: a) Instantánea; b) Incremental.

La matriz de cantidades incrementales definida por (4.12) está compuesta de las corrientes incrementales por fase, representadas en cada una de sus filas. La cantidad de columnas de la matriz dependerá de las i muestras tomadas por ciclo.

$$\Delta I_{abc} = \begin{pmatrix} \Delta i_{a[x]} & \Delta i_{a[x-1]} & \cdots & \Delta i_{a[x-i]} \\ \Delta i_{b[x]} & \Delta i_{b[x-1]} & \cdots & \Delta i_{b[x-i]} \\ \Delta i_{c[x]} & \Delta i_{c[x-1]} & \cdots & \Delta i_{c[x-i]} \end{pmatrix} \quad (4.12)$$

Las matrices definidas por (4.10) y (4.12) se actualizan cada muestra mediante un algoritmo de ventana deslizante, el cual es representado en la Fig. 4.4, donde la longitud de la ventana es de un ciclo.

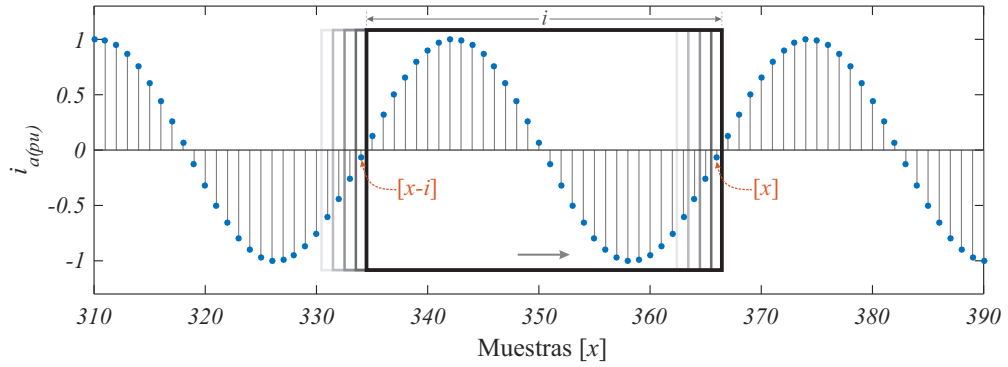


Figura 4.4. Método de actualización de datos del algoritmo de ventana deslizante.

4.3.3. Criterios de operación

Los criterios de bloqueo y desbloqueo del algoritmo se basan únicamente en el comportamiento del eigenvalor dominante (λ_{d3}) obtenido de la eigendecomposición de la matriz de varianzas-covarianzas de cantidades incrementales dada por (4.12) y de los eigenvalores (λ_{s1} , λ_{s3}) obtenidos de la eigendecomposición de la matriz de varianzas-covarianzas de cantidades instantáneas dada por (4.10), siendo λ_{s1} el eigenvalor de menor magnitud y λ_{s3} el eigenvalor dominante.

La utilización de los eigenvalores dominantes λ_{d3} y λ_{s3} se debe a que en ellos se encuentra la información de mayor dispersión de las muestras analizadas, identificándose de manera precisa una falla trifásica durante una oscilación de potencia, ya que las muestras de corriente presentan una mayor dispersión cuando ocurren fallas simétricas, como se aprecia en la Fig. 4.5. Por otra parte el eigenvalor λ_{s1} es empleado para la detección de fallas monofásicas debido a que aumenta exclusiva y considerablemente su magnitud en presencia de fallas asimétricas. En la Fig. 4.6 se muestra el eigenvalor λ_{s1} durante una falla simetría (Fig. 4.6a) y asimétrica (Fig. 4.6b)), apreciándose el comportamiento característico mencionado anteriormente.

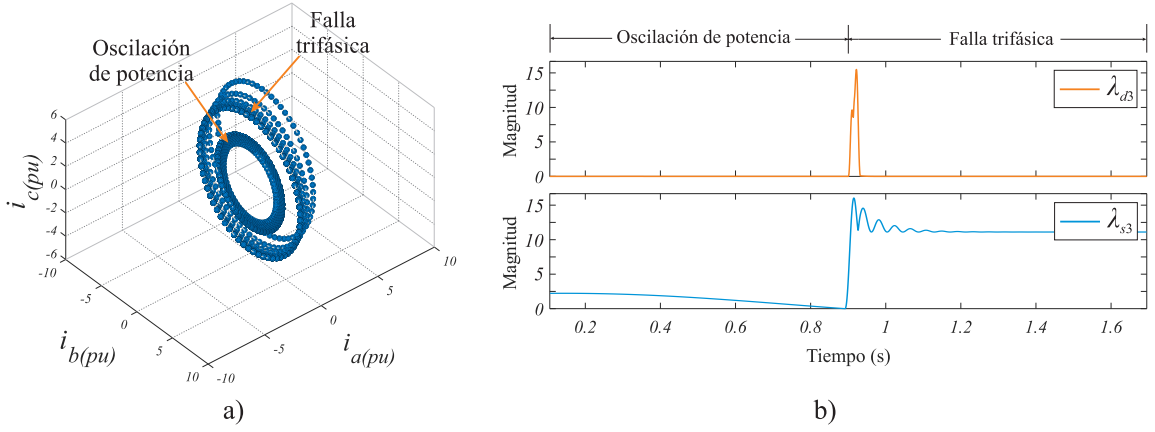


Figura 4.5. Dispersión de las muestras de corriente trifásica: a) Representación tridimensional; b) Comportamiento de λ_{d3} y λ_{s3} .

La identificación de la fase fallada se realiza mediante un análisis de sensibilidad basado en el producto de la matriz de eigenvectores (4.2) por su transpuesta, sin embargo, puede ser representado como la derivada parcial al eigenvalor λ_{s3} con respecto a la derivada parcial de la varianza de cada fase, obtenida de cada elemento de la diagonal de la matriz de varianzas-covarianzas definida por (4.5).

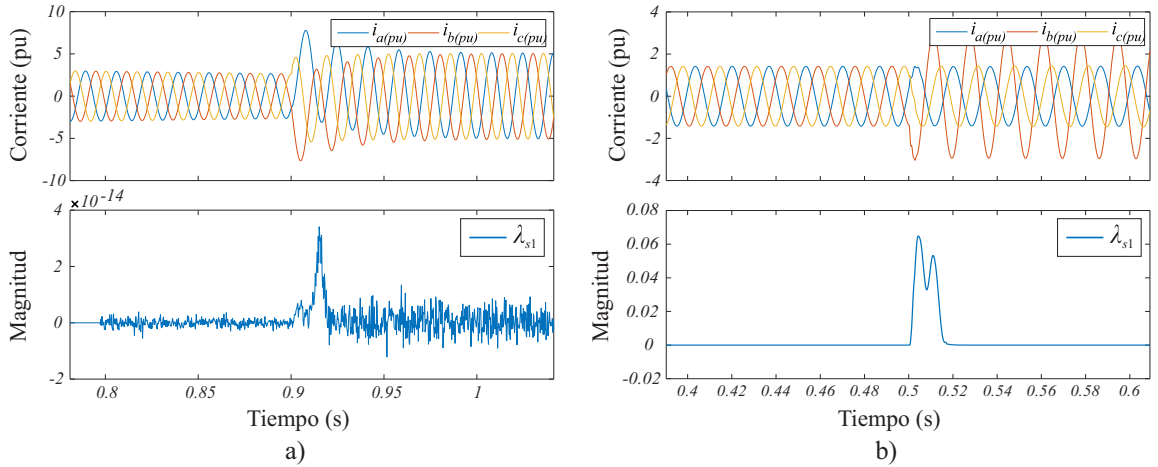


Figura 4.6. Comportamiento del eigenvalor λ_{s1} durante una falla: a) Falla trifásica; b) Falla monofásica.

4.3.4. Umbrales

Los umbrales establecidos en la lógica del algoritmo se determinaron bajo una serie de simulaciones en diferentes sistemas de potencia y distintas configuraciones, siendo los valores mostrados en la Tabla 4.1 los óptimos para el adecuado funcionamiento del algoritmo.

Tabla 4.1. Umbrales empleados en la lógica del algoritmo.

Umbral	Valor	Umbral	Valor	Umbral	Valor
Thr_ λ_{3n3}	0.2	Thr_ λ_{d3}	2	Thr_ λ_{s1}	0.005
Thr_ λ_{3n1}	0.005	Thr_ λ_{s3}	5	Thr_ λ_{AS}	0.75

Se realizaron 193 casos en 3 sistemas de prueba diferentes, en donde se abordaron todos los tipos de falla, oscilaciones de potencia estables/inestables y cambios en la frecuencia de las oscilaciones. Además, se incluían los efectos producidos por la componente aperiódica exponencial decreciente, desbalances, asimetrías, cambios en frecuencia, armónicos y ruido blanco.

4.3.4.1. Umbral - Thr_ λ_{3n3}

El umbral denominado Thr_ λ_{3n3} es el encargado de clasificar la impedancia aparente vista por relevadores de distancia como una falla trifásica u oscilación de potencia. Su ajuste se encuentra en un valor de 0.2, el cual es comparado con el valor de la tasa de cambio del eigenvalor dominante.

4.3.4.2. Umbral - Thr_ λ_{3n1}

Este umbral está enfocado a la detección de fallas monofásicas. Su valor es de 0.005, debido a que el valor de la tasa de cambio del eigenvalor dominante es menos sensible

a este tipo de fallas. Sin embargo, es un indicador de fallas asimétricas durante oscilaciones de potencia.

4.3.4.3. Umbral - $\text{Thr}_{\lambda_{d3}}$

El umbral $\text{Thr}_{\lambda_{d3}}$ está ajustado a un valor de 2 y es comparado directamente con la respuesta del eigenvalor dominante. En el caso de que la respuesta sea mayor a este umbral, se establece la presencia de una de falla trifásica.

4.3.4.4. Umbral - $\text{Thr}_{\lambda_{s3}}$

Este umbral se utiliza como una segunda confirmación para la presencia de fallas trifásicas; este umbral tiene un valor de ajuste de 5, y es comparado con el con el valor del eigenvalor dominante sin el procesamiento del filtro delta. La variación del eigenvalor se mantendrá alrededor del valor adquirido en la detección de la falla, si esta no es liberada del sistema.

4.3.4.5. Umbral - $\text{Thr}_{\lambda_{s1}}$

El umbral $\text{Thr}_{\lambda_{s1}}$ es utilizado para la detección de fallas monofásicas y es comparado con el valor del eigenvalor de menor magnitud sin procesamiento del filtro delta. Una propiedad de este eigenvalor, es que su respuesta es exclusiva para fallas asimétricas, por tal motivo se ajustó el umbral con un valor muy reducido (0.005), obteniéndose tiempos promedio de detección de falla de 2 milisegundos.

4.3.4.6. Umbral - $\text{Thr}_{\lambda_{AS}}$

Este umbral permite la identificación de la fase fallada, ya que se compara con el análisis de sensibilidad realizado al eigenvalor dominante sin procesamiento del filtro delta respecto a la varianza de cada fase. Una participación del 100 % del eigenvalor en

la varianza de una fase es igual a 1. El umbral es ajustado a 0.75, siendo este el valor adecuado para confirmar la presencia de una falla en una determinada fase.

4.3.5. Lógicas de operación

La estructura del algoritmo propuesto consiste en cuatro lógicas principales, la zona de arranque, la detección de oscilaciones de potencia, la detección de fallas trifásicas y la detección de fallas monofásicas. Para fallas bifásicas se implementa el desbloqueo trifásico, por tal motivo la lógica se centrará en el desbloqueo trifásico y monofásico. En las siguientes secciones se describe cada una de las lógicas antes mencionadas.

4.3.5.1. Elemento de arranque

A fin de reducir la sensibilidad del algoritmo, se emplea una característica del tipo mho (zona de arranque) concéntrica a las zonas de protección como se muestra en la Fig. 4.7.

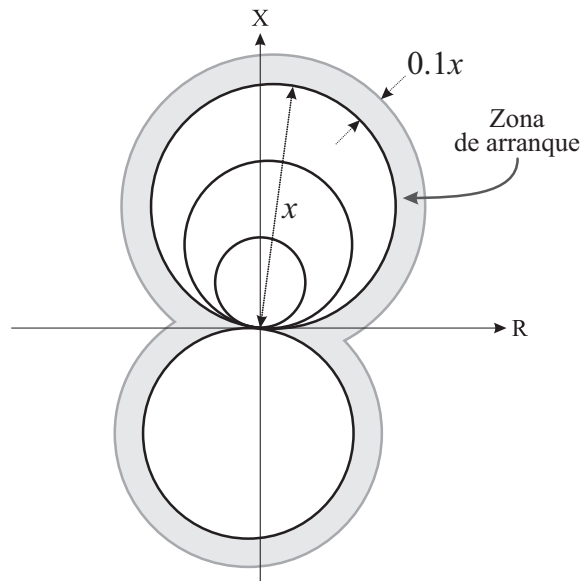


Figura 4.7. Característica de arranque.

La característica se ajusta automáticamente al 110% de la zona de mayor protección, restringiendo la acción de bloqueo únicamente a esa área. Con esto se logra cubrir en todo momento las zonas de protección que requieren la función de bloqueo por oscilaciones de potencia.

4.3.5.2. Lógica para la detección de oscilaciones de potencia

Para la detección de oscilaciones de potencia se supervisa el valor de la norma de la tasa de cambio del eigenvalor λ_{d3} . Este valor tiene que estar por debajo del umbral ($\text{Thr}_{\lambda_{3n3}}$) y la impedancia de secuencia positiva medida por el relevador de distancia \bar{Z}_r debe residir dentro de la zona de arranque para que el detector de oscilaciones de potencia (DOP) emita una orden de bloqueo tal y como se muestra en la Fig. 4.8.

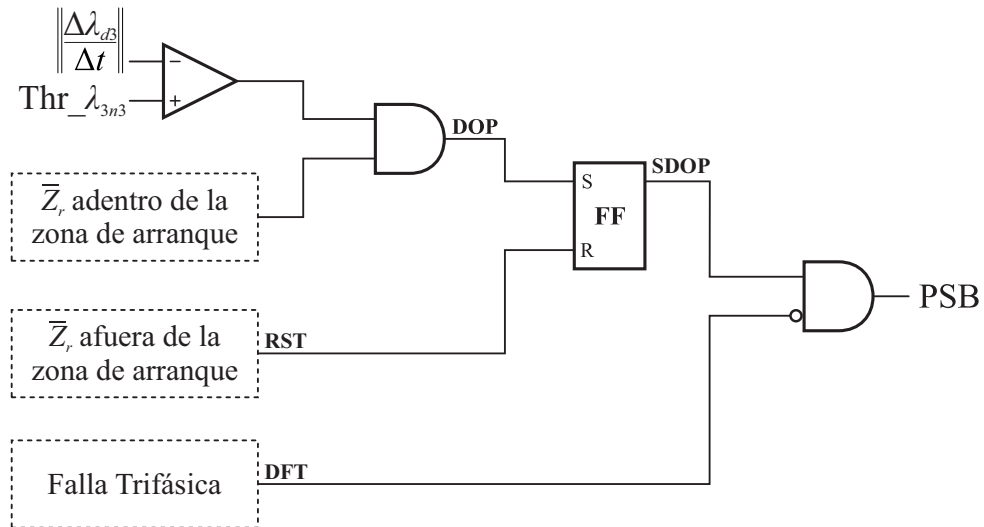


Figura 4.8. Diagrama lógico del detector de oscilaciones de potencia.

El elemento biestable (FF) es utilizado para mantener la salida del detector de oscilaciones de potencia en una señal etiquetada como (SDOP), la cual estará activa hasta que una señal de reseteo (RST) se envíe al elemento biestable (momento en el que la

impedancia \bar{Z}_r abandone la zona de arranque). Si la salida SDOP es válida y no se ha detectado una falla trifásica, el bloqueo por oscilaciones de potencia (PSB) se activará.

4.3.5.3. Lógica para la detección de fallas trifásicas

La lógica de detección de fallas trifásicas (Fig. 4.9) se basa solamente en los valores de los eigenvalores λ_{s3} y λ_{d3} , además, hace uso de la lógica DOP y la zona de arranque, en la cual debe residir la impedancia \bar{Z}_r .

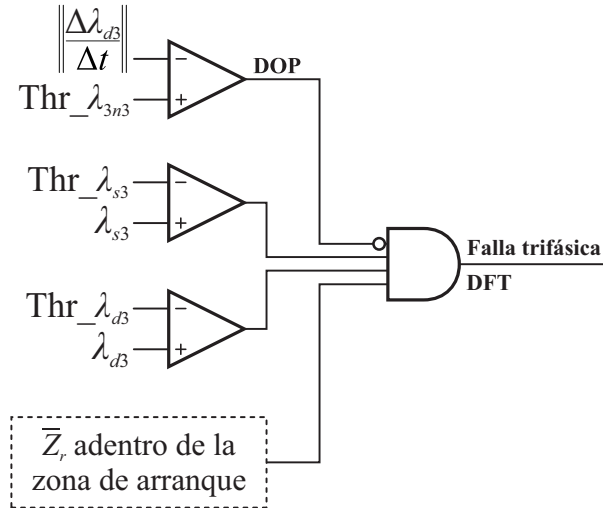


Figura 4.9. Diagrama lógico del detector de oscilaciones de potencia.

El eigenvalor λ_{s3} tiene que superar el umbral ($\text{Thr}_{\lambda_{s3}}$), al igual que el eigenvalor λ_{d3} el umbral ($\text{Thr}_{\lambda_{d3}}$), la señal negada del DOP debe ser igual a 1 y \bar{Z}_r estar dentro de la zona de arranque, para que se active la salida del detector de fallas trifásicas (DFT), inhabilitando la señal de PSB.

4.3.5.4. Lógica para la detección de fallas monofásicas

Para la detección de fallas monofásicas se añadió la lógica mostrada en la Fig. 4.10, en la cual se aprecia que mediante el valor del eigenvalor λ_{s1} , la tasa de cambio de la

norma del eigenvalor λ_{d3} y la zona de arranque es posible detectar fallas monofásicas. Además, se observa que a través de un análisis de sensibilidad realizado al eigenvalor λ_{s3} respecto a la varianza de cada fase ($\text{diag}(\mathbf{S})$) comparado con el umbral ($\text{Thr}_{\lambda_{AS}}$), se puede determinar cuál fase es la que tiene que ser desbloqueada al presentarse una falla durante una oscilación de potencia.

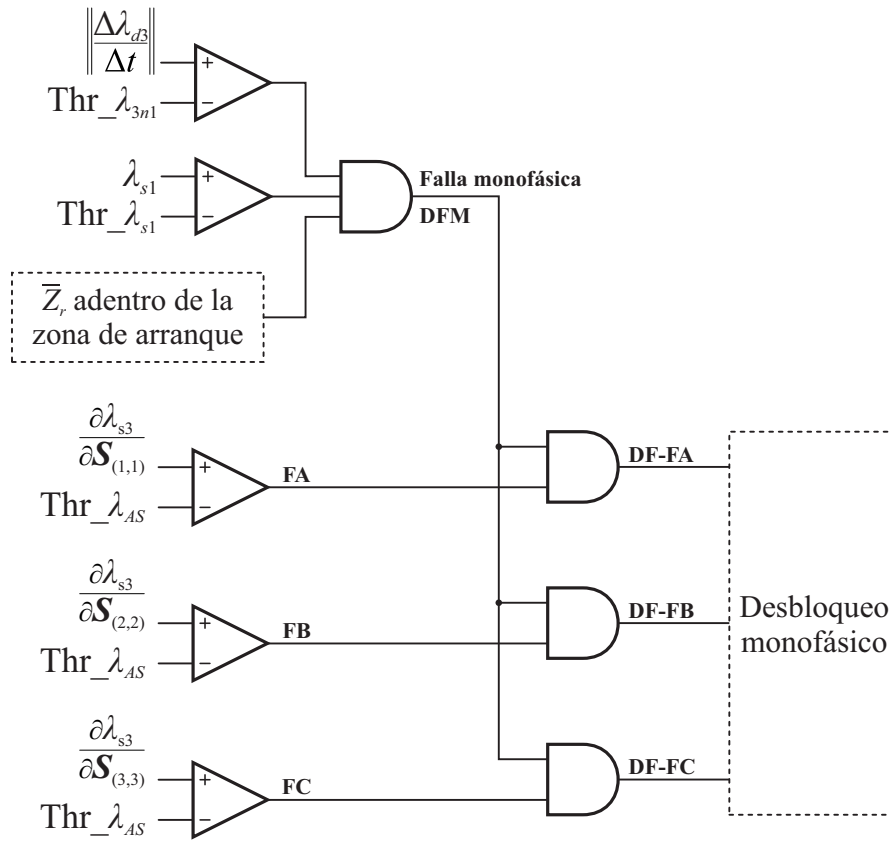


Figura 4.10. Diagrama lógico del detector de fallas monofásicas.

Para efectuarse el desbloqueo de una fase que es afectada por una falla durante una oscilación de potencia en primera instancia se tiene que accionar la salida del detector de fallas monofásicas (DFM). Una salida válida se presenta al cumplirse que λ_{s1} sea mayor al umbral ($\text{Thr}_{\lambda_{s1}}$), la tasa de cambio de la norma del eigenvalor λ_{d3} esté por

encima del umbral ($\text{Thr}_{\lambda_{3n1}}$) y la impedancia aparente vista por el relevador de tierra de esa fase se localice en la zona de arranque.

Una vez detectada la falla asimétrica, y se tenga la respuesta proveniente del análisis de sensibilidad de alguna fase (FA, FB, FC), es emitida una señal de salida (DF-FA, DF-FB, DF-FC) para inhabilitar el bloqueo de la fase fallada.

4.4. Caso de análisis

Con el propósito de mostrar la operación del algoritmo propuesto, se presenta el caso de una falla trifásica durante una oscilación de potencia estable, para el cual se consideró el sistema de 230 kV, 60 Hz mostrado en la Fig. 4.11.

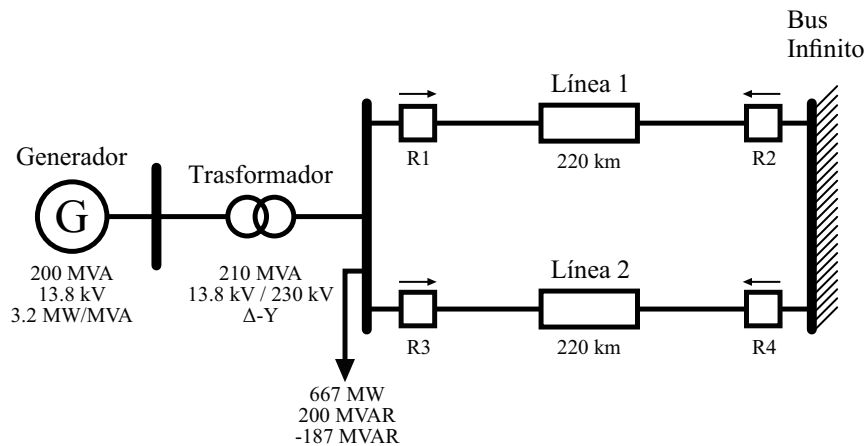


Figura 4.11. Diagrama unifilar del sistema de potencia tipo máquina-bus infinito.

El sistema de potencia consiste en una fuente equivalente de 200 MVA, 13.8 kV que suministra potencia a un bus infinito a través de una línea de transmisión de 220 km de doble circuito. El modelo de la fuente fue desarrollado en un marco de referencia $d-q-0$ ubicado sobre el rotor de la máquina, en el cual se incluyen los efectos de la dinámica

de rotación y el control de excitación, por otra parte, las líneas de transmisión se modelaron mediante parámetros distribuidos. Los parámetros de cada elemento del sistema de potencia se muestran en el apéndice A.1.

Las corrientes que entran al algoritmo provienen del relevador (R2) situado en un extremo de la línea 1. Se utilizó una frecuencia de muestreo de 3840 Hz, de manera que por cada ciclo de la frecuencia fundamental (60 Hz) se tienen 64 muestras de las corrientes instantáneas del lado secundario del TC.

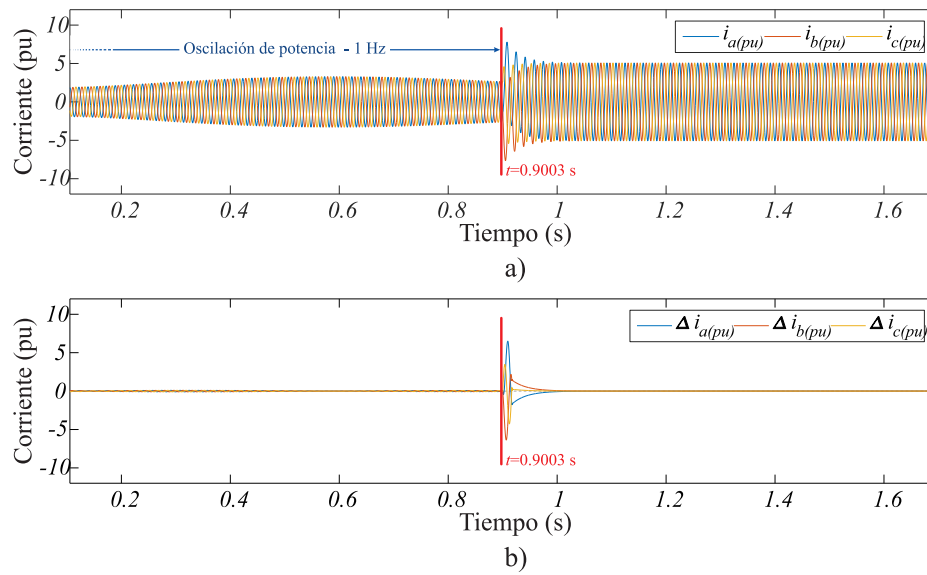


Figura 4.12. Gráficos de corriente trifásica: a) Corrientes instantáneas; b) Corrientes incrementales.

En la Fig. 4.12 se muestran las corrientes dadas por (4.9) y (4.11), para el caso en donde una falla trifásica ocurre al 50 % de la línea 1 en $t = 0.9003$ s durante una oscilación estable con una frecuencia de 1 Hz. Debido a la oscilación de potencia y a la falla trifásica se generan variaciones en las cantidades incrementales, como se observa en la Fig. 4.12b), por ende, la distribución de los datos se ve alterada, tal y como se mues-

tra en la Fig. 4.13. Evidentemente el cambio producido por la falla trifásica tiene mayor impacto en la dispersión de los datos que el generado por la oscilación de potencia. Tal singularidad es interpretada a través de los eigenvalores dominantes, los cuales se muestra en la Fig. 4.14a).

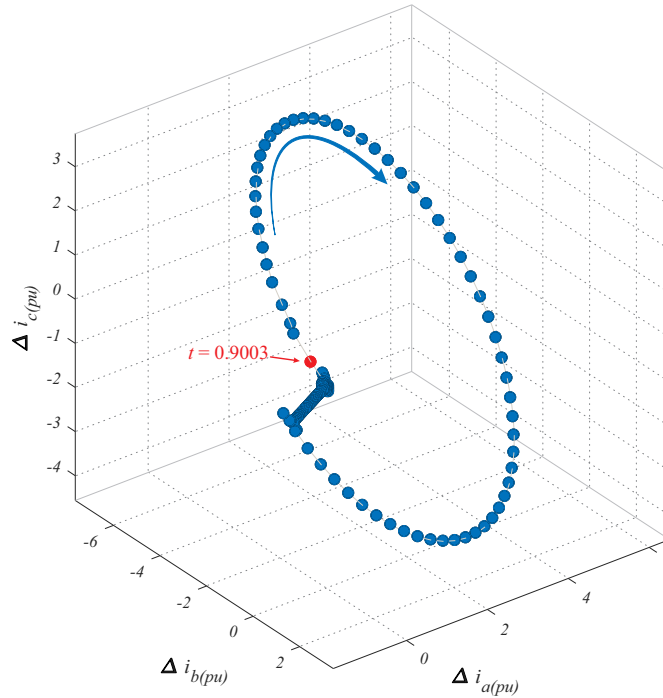


Figura 4.13. Representación tridimensional de las cantidades incrementales de la corriente trifásica.

El cálculo de la norma de la tasa de cambio del eigenvalor λ_{d3} , representado en la Fig. 4.14b) resulta ser un indicativo preciso y rápido de la existencia de una falla trifásica, con tiempos inferiores a 4 milisegundos. Para consolidar una orden de desbloqueo fiable, tanto la magnitud de λ_{d3} , λ_{s3} y la norma de la tasa de cambio del eigenvalor λ_{d3} deben de superar los umbrales fijados.

El bloqueo de las zonas de protección del relevador de distancia se efectuó en $t = 0.1797$ s, es el instante en el que la impedancia vista por el relevador \bar{Z}_{R2} se situó den-

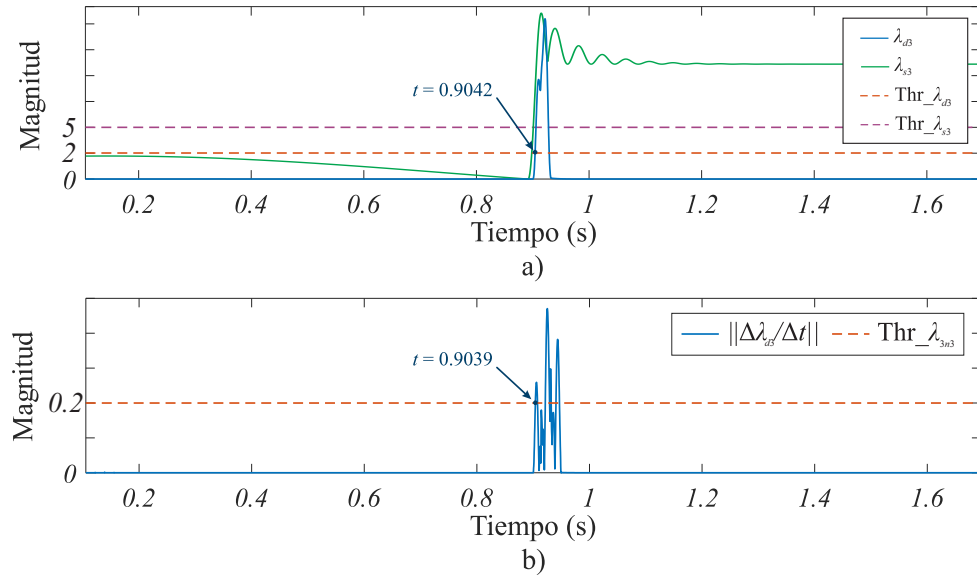


Figura 4.14. Gráficos de las lógicas para el desbloqueo por falla trifásica: a) Comportamiento del eigenvalor λ_3 ; b) Norma de la tasa de cambio del eigenvalor λ_3 .

tro de la zona de arranque con características de una oscilación de potencia, como se muestra en el diagrama $R-X$ de la Fig. 4.15; las muestras de impedancia en color verde representan que las zonas de protección se encuentran en estado de bloqueo, las muestras en color rojo representan que las zonas de protección se encuentran en estado de desbloqueo por falla, mientras que las muestras en color naranja indican que \bar{Z}_{R2} se encuentra afuera de la zona de arranque.

El desbloqueo debido a la falla trifásica se realizó en $t = 0.9042$ s, teniendo un tiempo de respuesta de 3.9×10^{-3} s. En la Fig. 4.16 se muestran las señales de salida del algoritmo, en donde se incluye el detector de impedancia de secuencia positiva en zona de arranque (ZA-1), la función de bloqueo por oscilaciones de potencia (PSB), la función para restablecer el PSB (RST) y el detector de fallas trifásicas (DFT); en la figura se indican los tiempos de activación/desactivación de cada función.

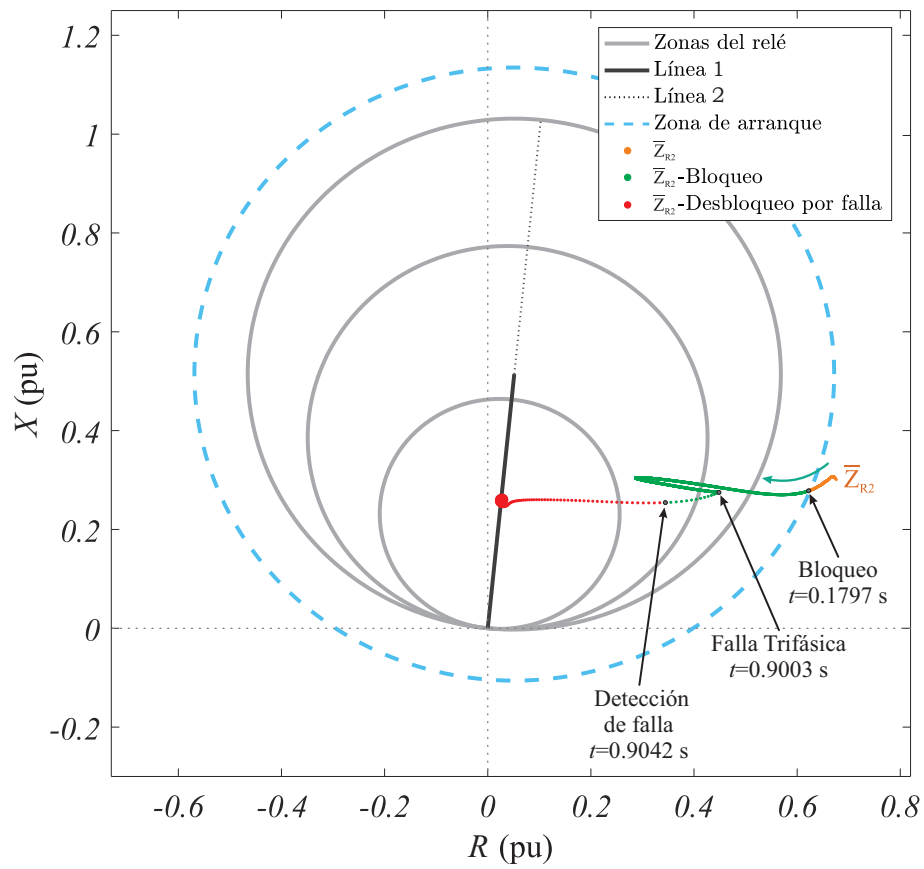


Figura 4.15. Representación de la trayectoria de impedancia de secuencia positiva vista por el relevador (R2) en el diagrama $R-X$.

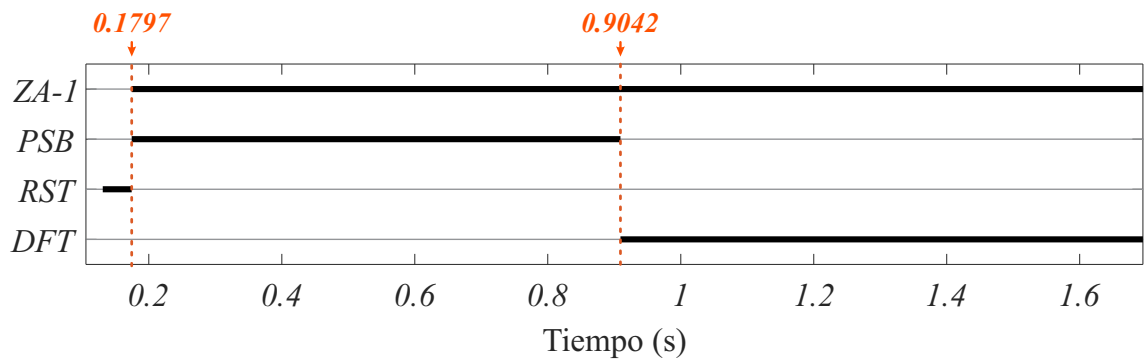


Figura 4.16. Señales de salida del algoritmo.

4.5. Conclusiones del capítulo

En este capítulo se presentó un nuevo algoritmo para el esquema de bloqueo por oscilaciones de potencia basado en eigendecomposición, haciendo el uso de los eigenvalores y un grupo de umbrales empleados para establecer regiones para la detección y discriminación de fallas simetrías/asimétricas durante oscilaciones de potencia.

Con el uso exclusivo de la corriente trifásica instantánea es posible discriminar entre una oscilación de potencia y una falla que se presente en el sistema de potencia, logrando una función de bloqueo por oscilaciones de potencia libre de la estimación fasorial y sin requerimientos de ajuste.

La función de desbloqueo es muy efectiva, permite desactivar la función de bloqueo en tiempos por debajo de los 4 milisegundos, independientemente del tipo de falla. La función de desbloqueo de una sola fase resulta ser de gran importancia debido a que las fallas monofásicas ocurren con mayor frecuencia que otros tipos de fallas.

Una ventaja del algoritmo es que no es afectado por la frecuencia de las oscilaciones de potencia, debido a que el cálculo de la tasa de cambio de la norma del eigenvalor dominante distingue de manera exacta un evento de falla de una oscilación de potencia y es totalmente transportable a otra ubicación en la red eléctrica por efecto de la normalización de las señales de entrada.

Los umbrales utilizados para las funciones de bloqueo/desbloqueo contra oscilaciones de potencia se determinaron en forma heurística, a partir de 193 casos de simulación considerando distintos tipos de fallas y oscilaciones de potencia con distintas frecuencias de oscilación.

Capítulo 5

Resultados

5.1. Introducción

En el presente capítulo se muestran los resultados de las pruebas realizadas al esquema de bloqueo basado en eigendescomposición para evaluar su desempeño. Los casos descritos a continuación corresponden a distintos escenarios en los cuales se incluyen oscilaciones de potencia estables e inestables, fallas trifásicas, fallas monofásicas, e inclusive se agrega un caso de falla monofásica de alta resistencia durante una oscilación de potencia.

5.2. Escenarios de simulación

Se analizan nueve casos utilizando 2 sistemas de prueba, el primero es de 4 máquinas y 10 nodos, y el segundo es de 3 máquinas y 9 nodos, con el objetivo de mostrar el desempeño del esquema de bloqueo por oscilaciones de potencia basado en eigendescomposición. En cada uno de estos casos se incluye un diagrama $R-X$ que contiene información gráfica de las zonas de protección de los relevadores (ajustadas al 90%, 150% y 200% de la línea 6) sin compensación del efecto de fuente intermedia, la zona

de arranque y la impedancia aparente vista por los relevadores de fase o de tierra con el código de color establecido en el capítulo 4, además de un gráfico de las corrientes secundarias instantáneas en por unidad y un gráfico de las respuestas de salida del algoritmo, las cuales se muestran en la Tabla 5.1

Tabla 5.1. Descripción de los elementos de salida del algoritmo propuesto basado en eigendescomposición.

Salida	Descripción
ZA-1	Detector de impedancia de secuencia positiva en zona de arranque.
ZA-A	Detector de impedancia vista por el relé (A-G) en zona de arranque.
ZA-B	Detector de impedancia vista por el relé (B-G) en zona de arranque.
ZA-C	Detector de impedancia vista por el relé (C-G) en zona de arranque.
PSB	Función de bloqueo por oscilaciones de potencia
PSB-A	Función de bloqueo por oscilaciones de potencia para la fase A
PSB-B	Función de bloqueo por oscilaciones de potencia para la fase B
PSB-C	Función de bloqueo por oscilaciones de potencia para la fase C
RST	Función para restablecer el PSB.
DFT	Detector de fallas trifásicas.
DFM	Detector de fallas monofásicas.

Los transformadores de corriente y potencial se consideraron ideales; esto significa que se desprecian los efectos transitorios de estos dispositivos.

5.3. Sistema de prueba 1 (4 máquinas - 10 nodos)

El sistema de prueba utilizado es el mostrado en la Fig. 5.1; éste consiste en un sistema dos áreas de 230 kV a 60 Hz, completamente simétricas e interconectadas por un circuito doble de 220 km de longitud. El sistema de dos áreas fue diseñado específicamente para estudiar oscilaciones electromecánicas de baja frecuencia en sistemas de potencia interconectados [8]. Cada área consta de dos generadores idénticos con una

potencia nominal de 20 kV/900 MVA. El área 1 está exportando 400 MW al área 2.

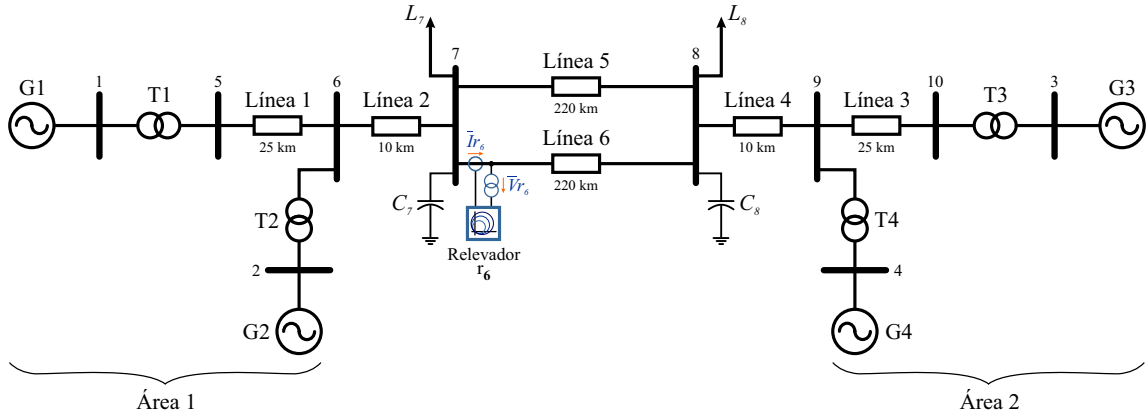


Figura 5.1. Diagrama unifilar del sistema de dos áreas.

Para el modelado, la simulación y el análisis del sistema de potencia se utilizó el software MATLAB®/Simulink®. El modelo de cada generador fue desarrollado en un marco de referencia d-q-0 ubicado sobre el rotor de la máquina, en el cual se incluyen los efectos de la dinámica de rotación y el control de excitación sin PSS. Por otra parte, las líneas de transmisión se modelaron mediante parámetros distribuidos y las cargas están representadas por impedancias constantes. Los parámetros de cada uno de los elementos del sistema se indican en el apéndice A.2.

En los casos que se describen más adelante se analiza el comportamiento de la impedancia aparente medida por los relevadores ubicados al inicio de la línea 6. Se utilizó una frecuencia de muestreo de 3840 Hz, de manera que por cada ciclo de la frecuencia fundamental (60 Hz) se tienen 64 muestras de las corrientes instantáneas del lado secundario del TC.

Para provocar las oscilaciones en el sistema de potencia de la Fig. 5.1, se estableció la apertura y recierre del enlace conformado por la línea 5. Las oscilaciones que se pre-

sentan en el sistema de dos áreas tienen un rango de frecuencia de 0.5 a 2 Hz, las cuales de consideran de baja frecuencia.

5.3.1. Oscilación estable

El fenómeno oscilatorio que se presenta en el sistema de potencia debido a la perturbación aplicada tiene un comportamiento creciente en amplitud con una frecuencia de oscilación de 0.5 Hz, el cual se observa en la corriente trifásica medida en la ubicación del relevador, mostrada en la Fig. 5.2a).

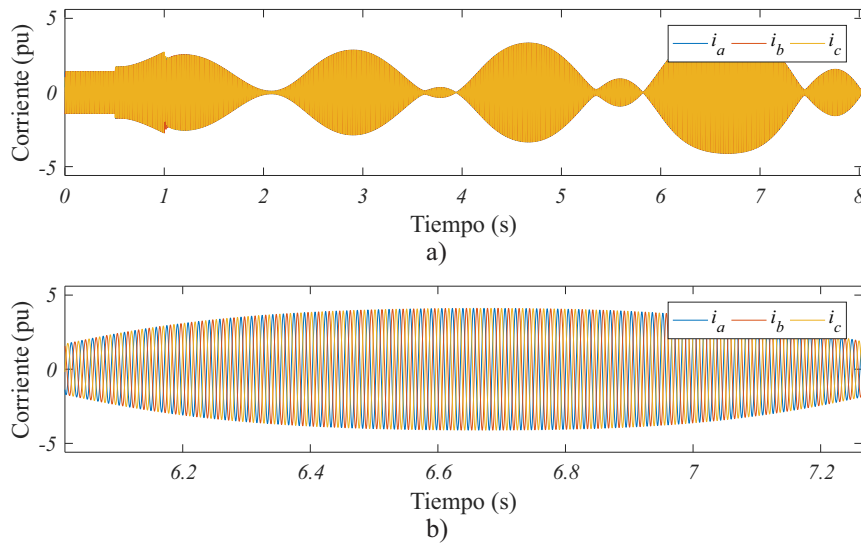


Figura 5.2. Corriente trifásica instantánea del caso 3.1: a) Señal obtenida durante la simulación; b) Sección de señal analizada.

Para la evaluación del bloqueo se tomaron las muestras de corriente trifásica en el intervalo de tiempo (6.015 s - 7.265 s), exactamente como se aprecia en la Fig. 5.2b). El período de tiempo seleccionado es precisamente el momento en el cual la impedancia de secuencia positiva entra a la primera zona del relevador, esta condición es crítica debido a que la primera zona está ajustada para emitir un disparo instantáneo.

En el diagrama R - X de la Fig. 5.3 se observa el comportamiento de \bar{Z}_{r_6} (impedancia de secuencia positiva vista por los relevadores de fase) durante la oscilación de potencia estable. En primer instancia, \bar{Z}_{r_6} se mueve en una trayectoria que se aproxima a las zonas de protección de los relevadores; debido a que \bar{Z}_{r_6} está fuera de la zona de arranque, las zonas de protección se encuentran en un estado de no bloqueo, representado en las muestras de \bar{Z}_{r_6} en color naranja.

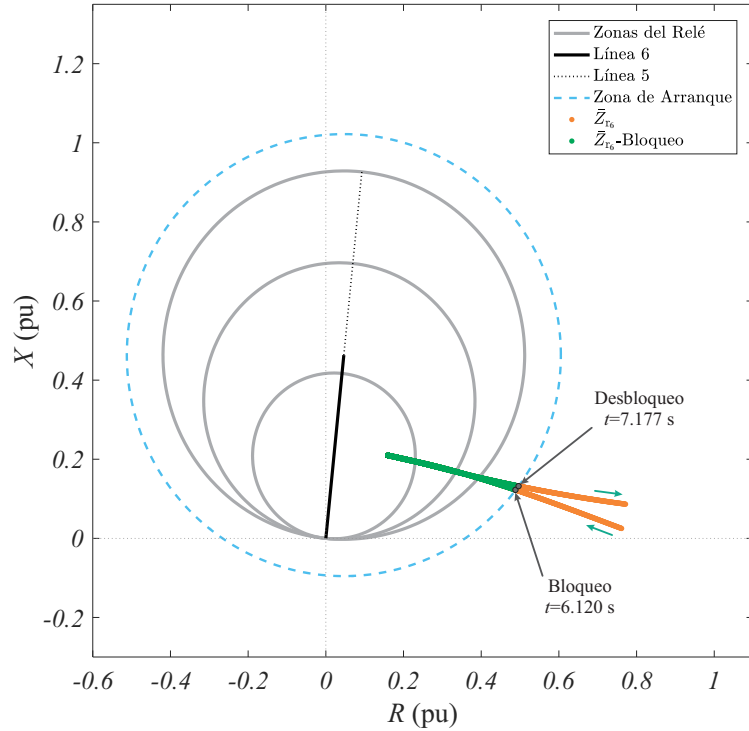


Figura 5.3. Comportamiento de la impedancia de secuencia positiva vista por los relevadores de fase en el diagrama R - X del caso 3.1.

Una vez que \bar{Z}_{r_6} entra en la zona de arranque, el algoritmo detecta que se trata de una oscilación y emite una orden de bloqueo en $t = 6.120$ s, como se aprecia en la Fig. 5.4, evitando que opere incorrectamente la protección. Cada muestra de \bar{Z}_{r_6} en color verde representa que las zonas de protección se encuentran en estado de bloqueo. El bloqueo se elimina en $t=7.177$ s, debido a que \bar{Z}_{r_6} sale de la zona de arranque y se

reestableció la función de PSB.

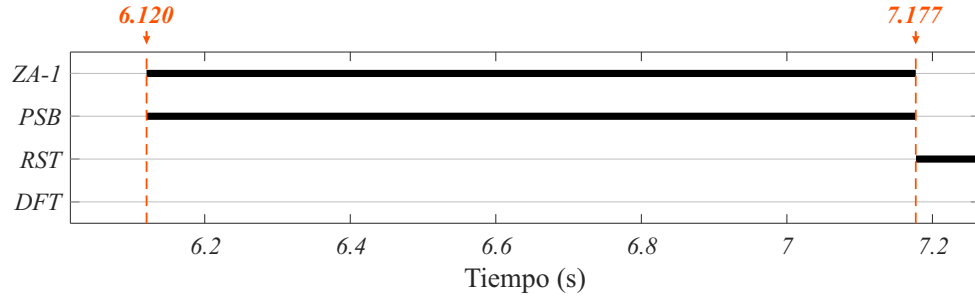


Figura 5.4. Respuesta de las salidas del algoritmo para el caso 3.1.

5.3.2. Oscilación inestable

El evento que ahora se presenta es una condición de pérdida de sincronismo. La oscilación inestable que se desenvuelve por tal condición alcanza una frecuencia de oscilación de 2 Hz. En el período de tiempo que se evalúa el bloqueo (9.122 s – 9.883 s), justo como se muestra en la Fig. 5.5b), la oscilación tiene una frecuencia de 1.1 Hz.

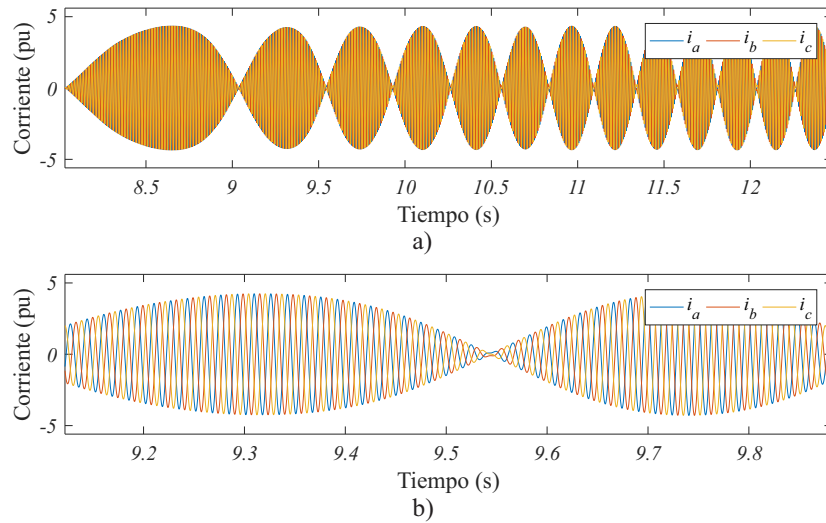


Figura 5.5. Corriente trifásica instantánea del caso 3.2: a) Señal obtenida durante la simulación; b) Sección de señal analizada.

En el diagrama R - X de la Fig. 5.6 se aprecia claramente que se trata de una oscilación inestable, ya que \bar{Z}_{r6} atraviesa las zonas de protección. Para este caso se dejó que \bar{Z}_{r6} penetrara las zonas de protección en dos ocasiones, esto con el fin de asegurar la fiabilidad de la función de bloqueo ante una condición de pérdida de sincronismo.

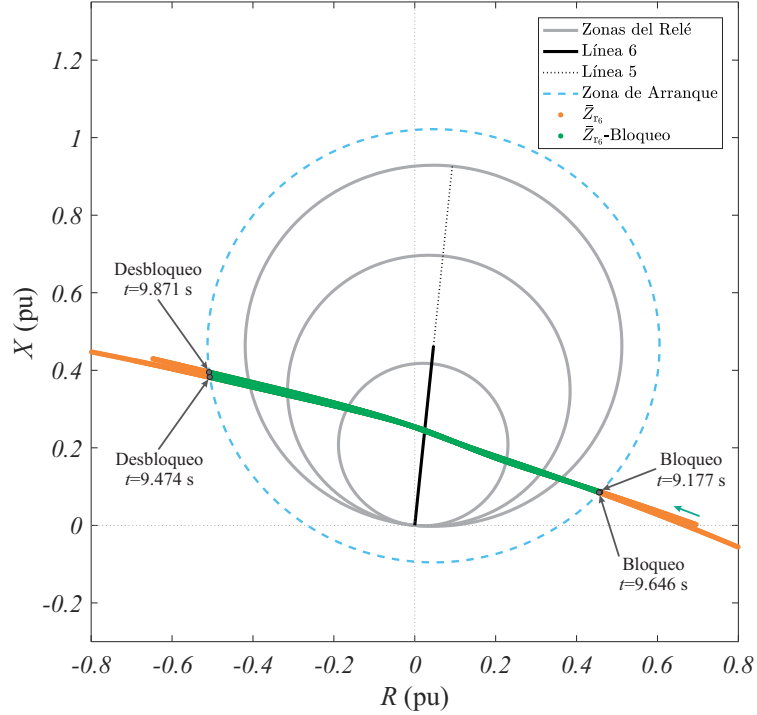


Figura 5.6. Comportamiento de la impedancia de secuencia positiva vista por los relevadores de fase en el diagrama R - X del caso 3.2.

Las acciones de bloqueo se observan con el código de color implementado a \bar{Z}_{r6} en la Fig. 5.6, sin embargo en la Fig. 5.7 se muestran estas acciones de una manera más detallada. Se aprecia que el bloqueo se efectúa en $t = 9.177$ s, momento en el cual \bar{Z}_{r6} entra en la zona de arranque. Posteriormente se desactiva el bloqueo en $t = 9.474$ s. Al entrar \bar{Z}_{r6} a la zona de arranque por segunda ocasión, el algoritmo declara una orden de bloqueo en $t = 9.646$ s y después desbloquea las zonas de protección en $t = 9.871$ s debido a que \bar{Z}_{r6} ha dejado la zona de arranque.

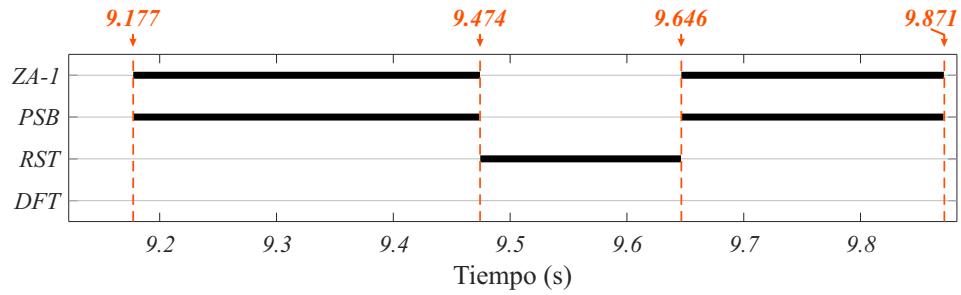


Figura 5.7. Respuesta de las salidas del algoritmo para el caso 3.2.

5.3.3. Falla monofásica sólida (B-G)

Debido a que este tipo de fallas ocurren con mayor frecuencia en el sistema eléctrico de potencia, el algoritmo tiene que ser capaz de detectarlas bajo cualquier condición y emitir una orden de desbloqueo o mantener un estado de no bloqueo para la fase fallada. En este escenario se aplica una falla sólida de línea a tierra (B-G) al 50% de la línea 6 en el instante de tiempo igual a 0.5 s, tal y como se muestra en la Fig. 5.8b).

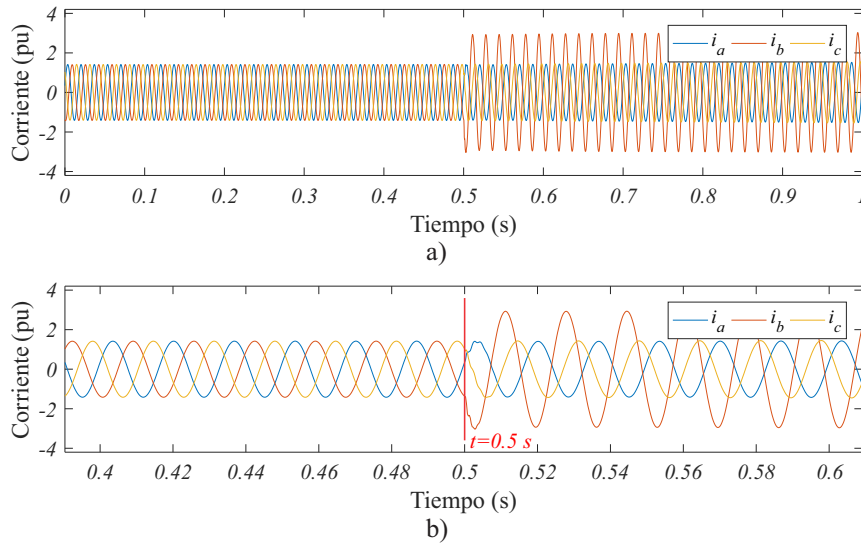


Figura 5.8. Corriente trifásica instantánea del caso 3.3: a) Señal obtenida durante la simulación; b) Sección de señal analizada.

En la Fig. 5.9 se muestra la impedancia aparente vista por cada relevador de tierra (\bar{Z}_{r6-A} , \bar{Z}_{r6-B} , \bar{Z}_{r6-C}). El comportamiento transitorio de \bar{Z}_{r6-B} durante la falla se aprecia en la Fig. 5.9b).

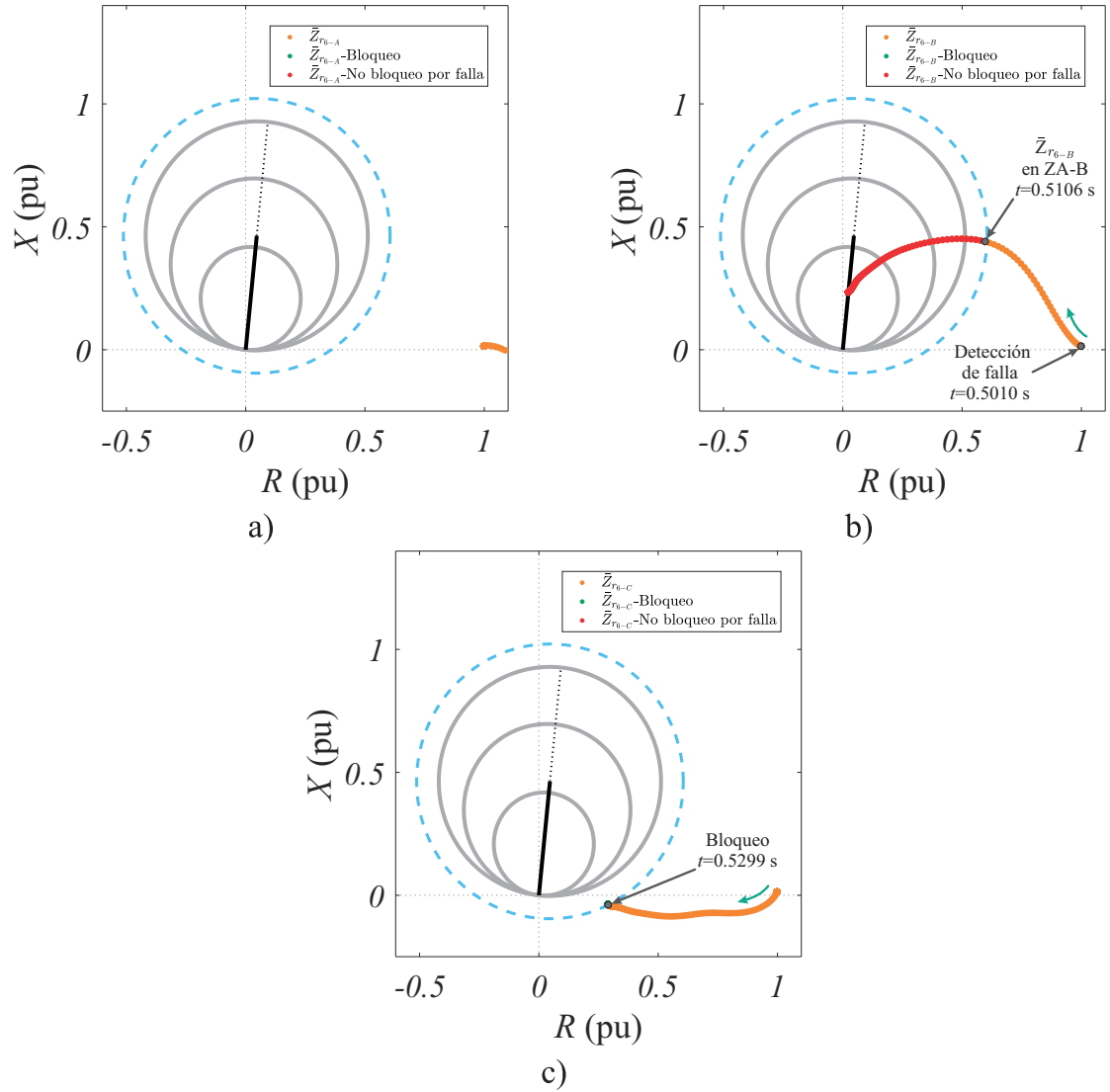


Figura 5.9. Comportamiento de la impedancia aparente vista por los relevadores de tierra en el diagrama R - X del caso 3.3:

a) \bar{Z}_{r6-A} ; b) \bar{Z}_{r6-B} ; c) \bar{Z}_{r6-C} .

Las muestras de \bar{Z}_{r6-B} en color rojo interpretan que las zonas de protección se mantienen en un estado de no bloqueo porque se detectó una falla en esa fase. La falla es detectada en $t = 0.5010$ s y en el instante $t = 0.5106$ s cuando \bar{Z}_{r6-B} entra en la zona de arranque, se mantiene la decisión de no bloqueo, como se muestra en la Fig. 5.10; además se observa que \bar{Z}_{r6-C} entra a la zona de arranque en $t = 0.5299$ s quedándose cerca del limite de la misma, lo cual se aprecia en la Fig. 5.9c). Instantáneamente se activa el bloqueo de las zonas de protección de la fase C, ya que esa fase no presenta una condición de falla.

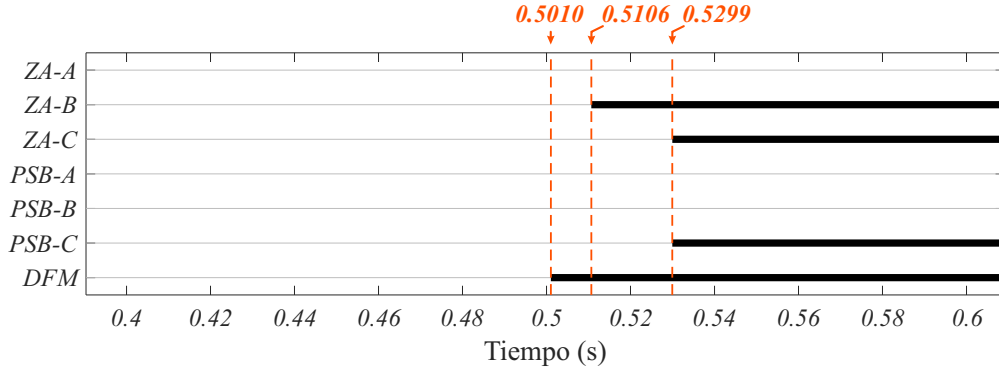


Figura 5.10. Respuesta de las salidas del algoritmo para el caso 3.3.

5.3.4. Falla trifásica sólida

Se simula una falla trifásica sólida al 50% de la línea 6 en $t = 0.5$ s, el comportamiento de la corriente trifásica ante este evento se aprecia en la Fig. 5.11. El algoritmo actúa de manera similar al caso anterior al no bloquear las zonas de protección del relevador como se ve en la Fig. 5.12. La detección de la falla se da en el instante de tiempo igual a 0.5028 s y en el instante $t = 0.5049$ s cuando \bar{Z}_{r6} entra en la zona de arranque, como se observa en la Fig. 5.13, se determina no activar el bloqueo porque se trata de una falla.

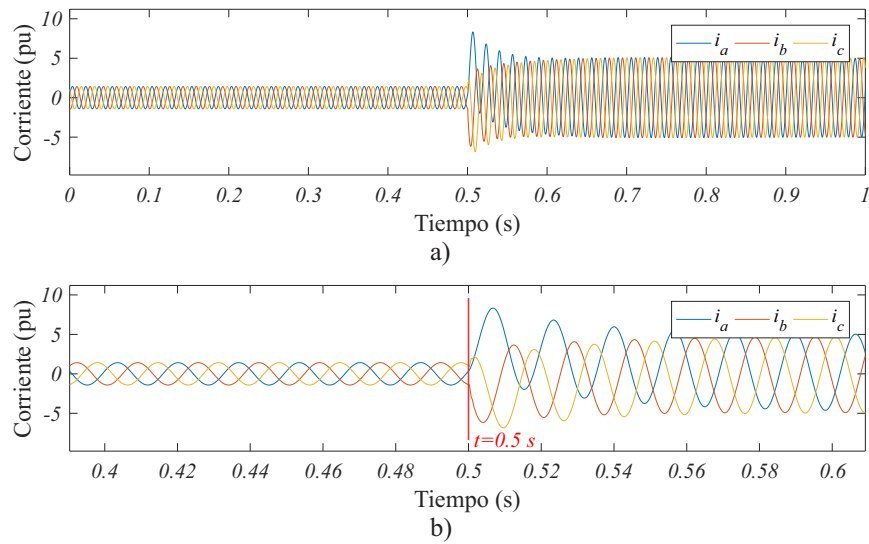


Figura 5.11. Corriente trifásica instantánea del caso 3.4: a) Señal obtenida durante la simulación; b) Sección de señal analizada.

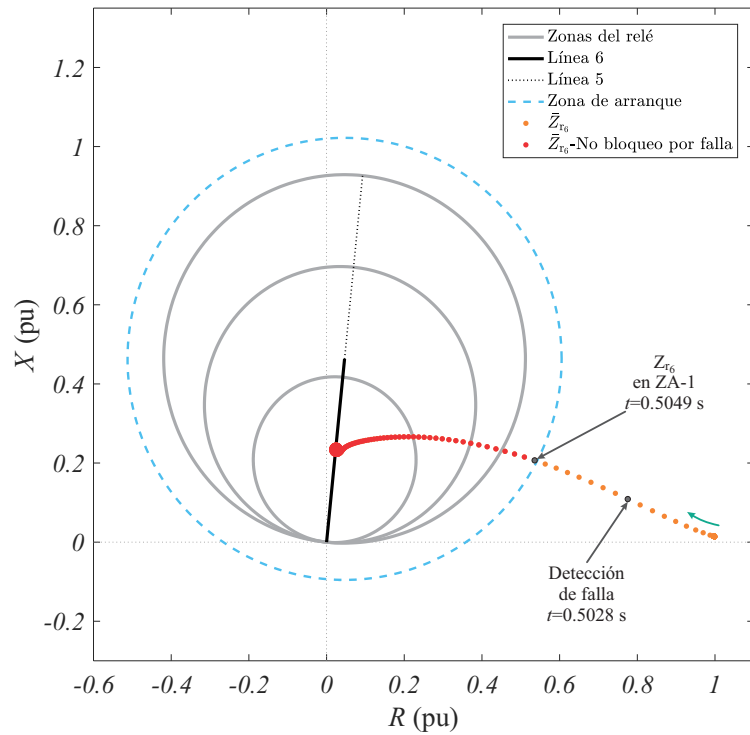


Figura 5.12. Comportamiento de la impedancia de secuencia positiva vista por los relevadores de fase en el diagrama R - X del caso 3.4.

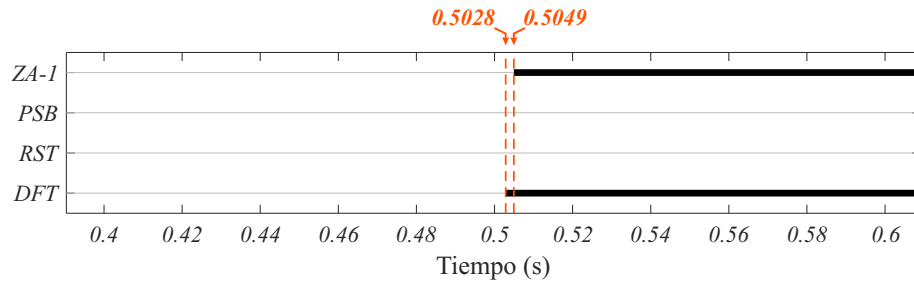


Figura 5.13. Respuesta de las salidas del algoritmo para el caso 3.4.

5.3.5. Falla monofásica de alta resistencia (A-G) durante una oscilación estable

En este escenario se evalúa la habilidad del algoritmo en detectar fallas monofásicas de alta resistencia durante una condición oscilatoria estable del sistema. Este escenario es un reto para el algoritmo debido a que las fallas de alta resistencia pueden ser confundidas con cambios en la carga del sistema. En el intervalo de tiempo (6.028 s - 7.265 s) la oscilación estable alcanza una frecuencia de 0.5 Hz, dicho intervalo se observa en la Fig. 5.14b).

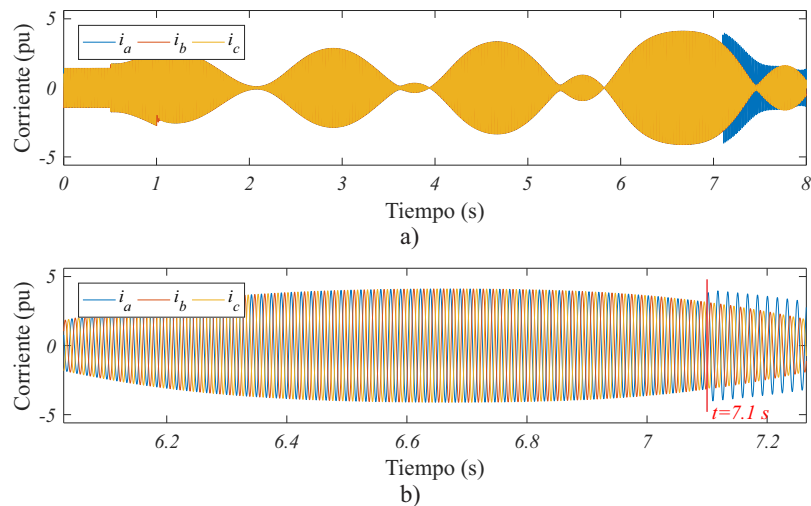


Figura 5.14. Corriente trifásica instantánea del caso 3.5: a) Señal obtenida durante la simulación; b) Sección de señal analizada.

La falla se simula de línea a tierra (A-G) al 50% de la línea 6 con una resistencia de falla (R_f) de 50Ω en el instante de tiempo igual a 7.1 s.

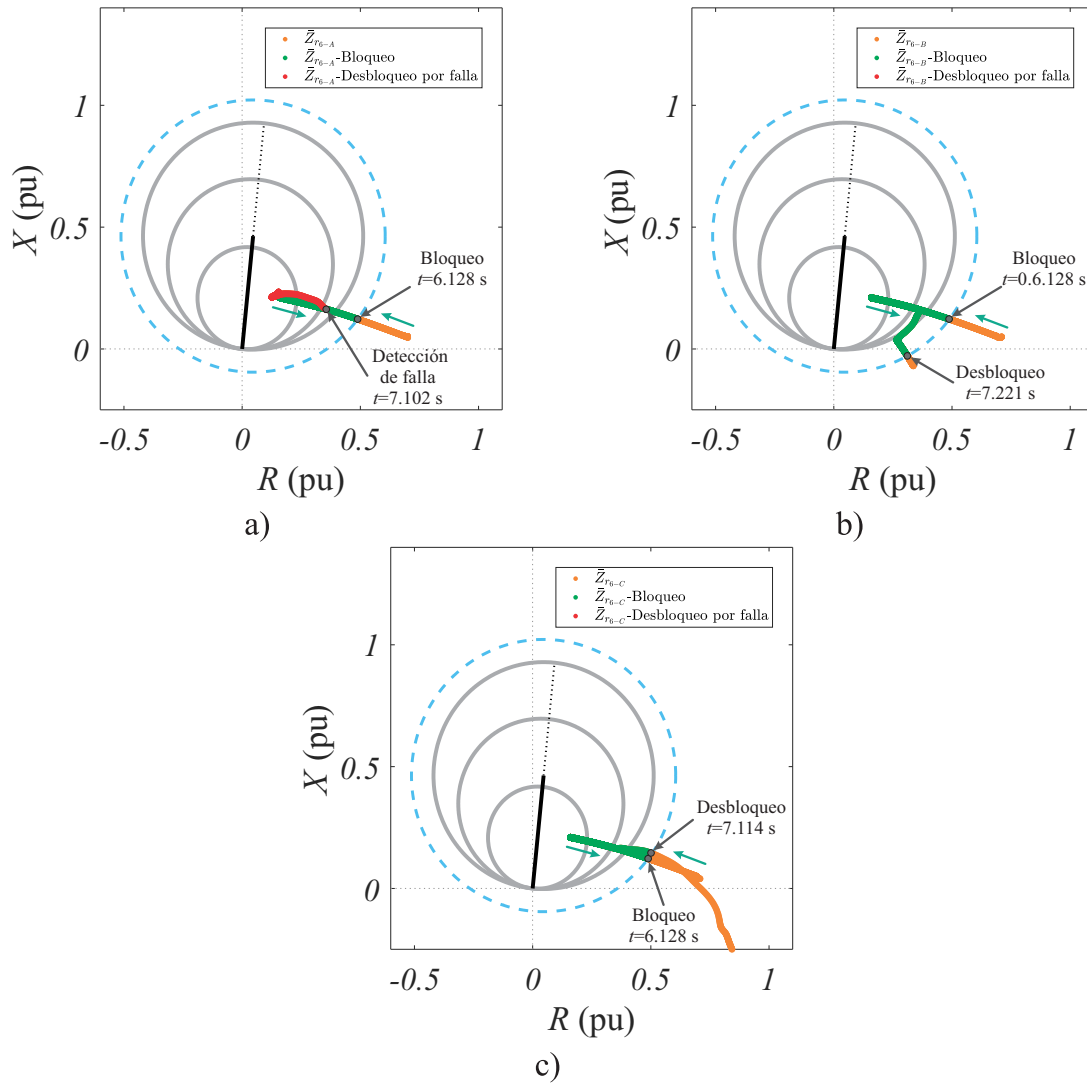


Figura 5.15. Comportamiento de la impedancia aparente vista por los relevadores de tierra en el diagrama R - X del caso 3.5:

a) \bar{Z}_{r6-A} ; b) \bar{Z}_{r6-B} ; c) \bar{Z}_{r6-C} .

Debido a que la oscilación de potencia es un fenómeno balanceado, la impedancia vista por cada relevador de tierra (Fig. 5.15) entra en la zona de arranque con la misma

trayectoria y en el mismo tiempo ($t = 6.128$ s), instante de tiempo en el que son bloqueadas las zonas de protección de los relevadores como se observa en la Fig. 5.16.

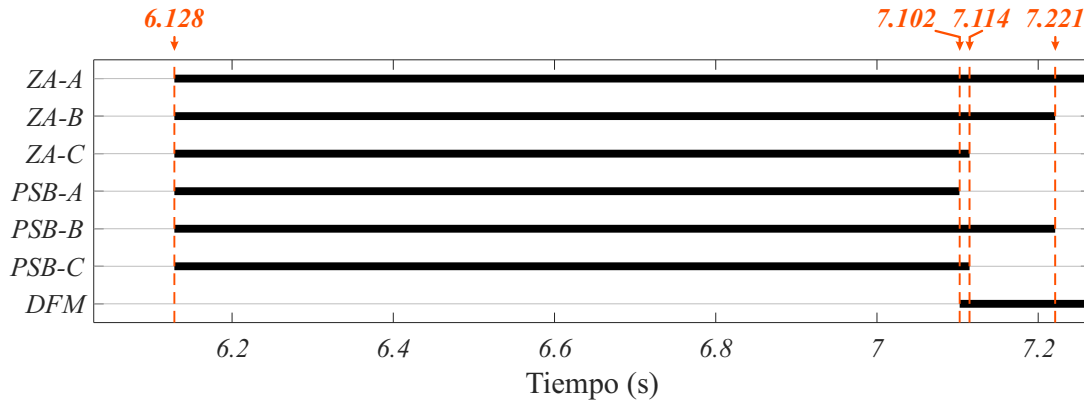


Figura 5.16. Respuesta de las salidas del algoritmo para el caso 3.5.

Una vez aplicada la falla, la impedancia vista por cada relevador de tierra toma distintas trayectorias en cada fase, siendo solo la trayectoria de la fase fallada la que se acerque al punto de impedancia de falla. La falla monofásica es detectada en $t = 7.102$ s, permitiendo de esta manera exclusivamente desbloquear las zonas de protección de la fase fallada, en este caso la fase A. Las zonas de protección de la fase B y C permanecen en un estado de bloqueo hasta que la impedancia vista por dichos relevadores abandona la zona de arranque, $t = 7.114$ s y $t = 7.221$ s, respectivamente.

5.3.6. Falla monofásica sólida (C-G) durante una oscilación inestable

El caso que se presenta a continuación es similar al anterior, solo que en este escenario la falla se aplica durante una oscilación de potencia inestable. La falla es sólida de línea a tierra (C-G) y se aplica al 50% de la línea 6 en $t = 9.47$ s, tal y como se muestra en la Fig. 5.17b).

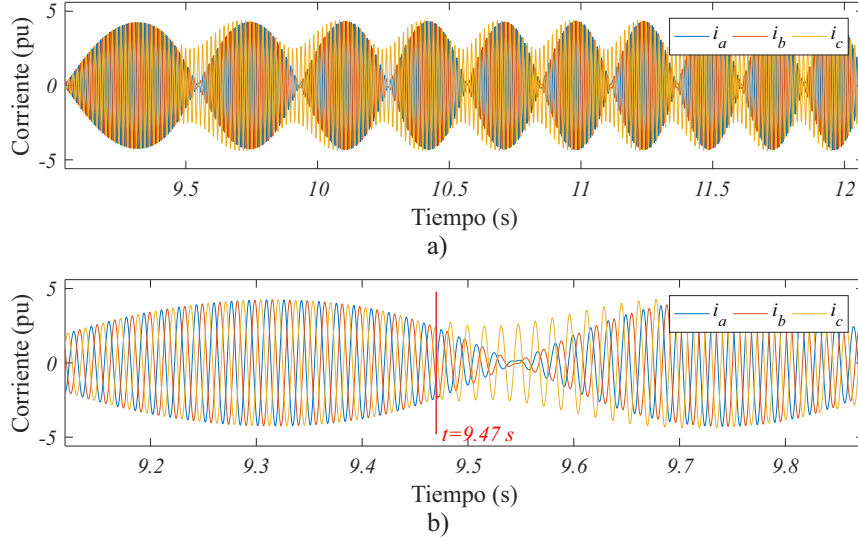


Figura 5.17. Corriente trifásica instantánea del caso 3.6: a) Señal obtenida durante la simulación; b) Sección de señal analizada.

En la Fig. 5.18 se aprecia como $\bar{Z}_{r_{6-A}}$ y $\bar{Z}_{r_{6-B}}$ tienen incursiones en las zonas de protección de los relevadores que ven estas impedancias, lo cual causarían que se disparen innecesariamente. En la Fig. 5.19 se observa que se emite una orden para bloquear las zonas de protección de cada relevador de tierra en $t = 9.185$ s por la presencia de la oscilación inestable. La falla es detectada por el algoritmo en $t = 9.4708$ s, en este instante de tiempo se desactiva el bloqueo de las zonas de protección de la fase C.

Las zonas de protección de los relevadores de tierra de la fase A y B se mantienen bloqueadas, hasta que $\bar{Z}_{r_{6-A}}$ y $\bar{Z}_{r_{6-B}}$ salen de la zona de arranque en $t = 9.476$ s y $t = 9.483$ s, respectivamente. Como se mencionó anteriormente, $\bar{Z}_{r_{6-A}}$ y $\bar{Z}_{r_{6-B}}$ ingresan de nuevo a las zonas de protección debido a la oscilación inestable, en este momento el algoritmo identifica las oscilaciones y bloquea las zonas de protección de la fase A en $t = 9.611$ s y en $t = 9.701$ s para las zonas de protección de la fase B. En el instante de tiempo igual a 9.836 s, $\bar{Z}_{r_{6-A}}$ abandona la zona de arranque.

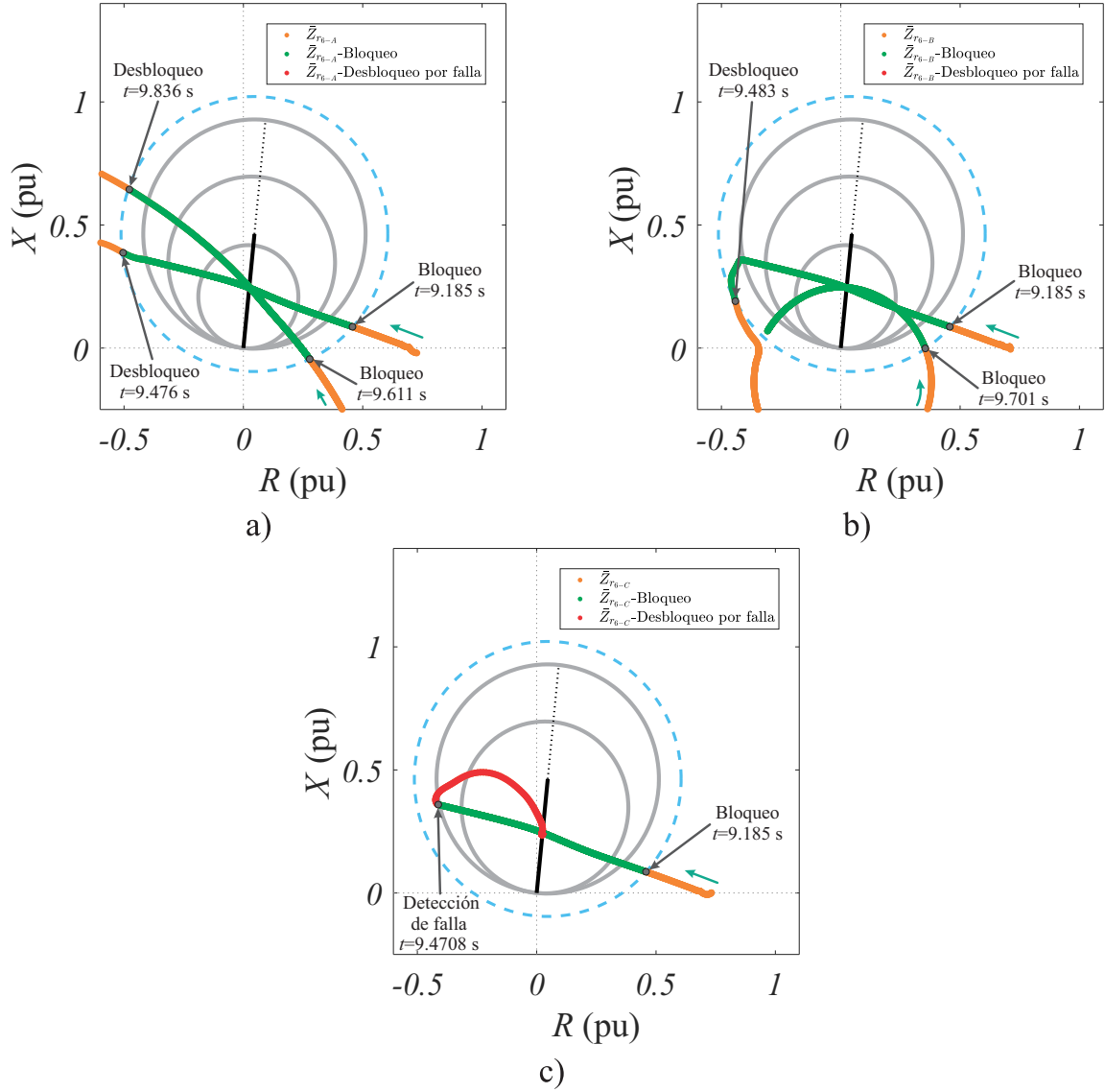


Figura 5.18. Comportamiento de la impedancia aparente vista por los relevadores de tierra en el diagrama R - X del caso 3.6: a) \bar{Z}_{r6-A} ; b) \bar{Z}_{r6-B} ; c) \bar{Z}_{r6-C} .

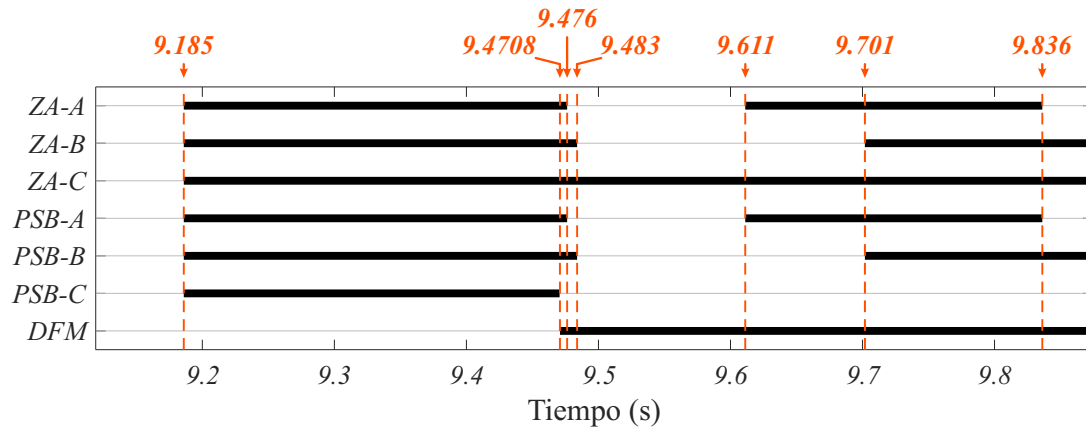


Figura 5.19. Respuesta de las salidas del algoritmo para el caso 3.6.

5.3.7. Falla trifásica sólida durante una oscilación estable

El propósito de este caso es evaluar tanto el bloqueo como el desbloqueo de las zonas de protección de los relevadores de fase aplicando una falla trifásica durante una oscilación estable.

El fenómeno oscilatorio que se presenta en el sistema de potencia tiene una frecuencia de oscilación de 0.5 Hz, el cual se observa en la corriente trifásica medida en la ubicación del relevador, mostrada en la Fig. 5.20a). El período de tiempo en el que se evalúa este caso (6.023 s - 7.325 s) se observa en la Fig. 5.20b). La falla trifásica sólida se simula al 50 % de la línea 6 en $t = 0.7145$ s.

En la Fig. 5.21 se aprecia como la impedancia vista por los relevadores de fase entra a la zona de arranque accionando el bloqueo por oscilaciones de potencia en $t = 6.120$ s como se muestra en la Fig. 5.22. La falla trifásica es detectada por el algoritmo en $t = 7.148$ s, instante de tiempo en el cual se emite una orden para desbloquear las zonas de protección de los relevadores de fase.

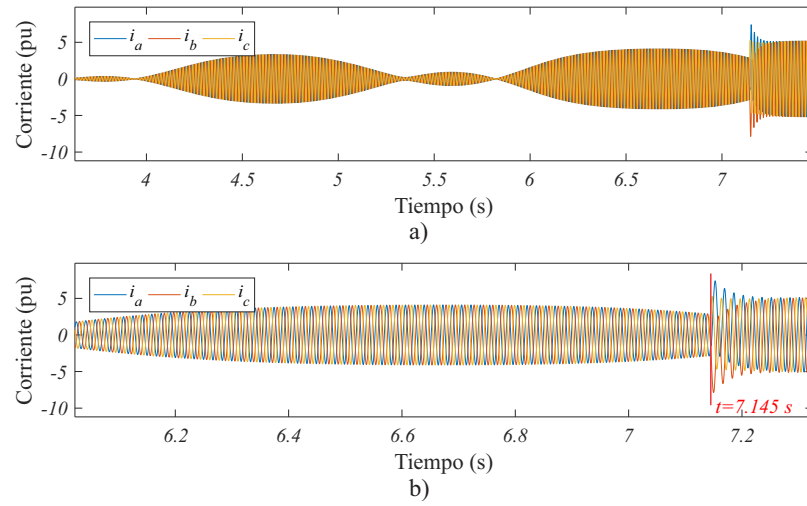


Figura 5.20. Corriente trifásica instantánea del caso 3.7: a) Señal obtenida durante la simulación; b) Sección de señal analizada.

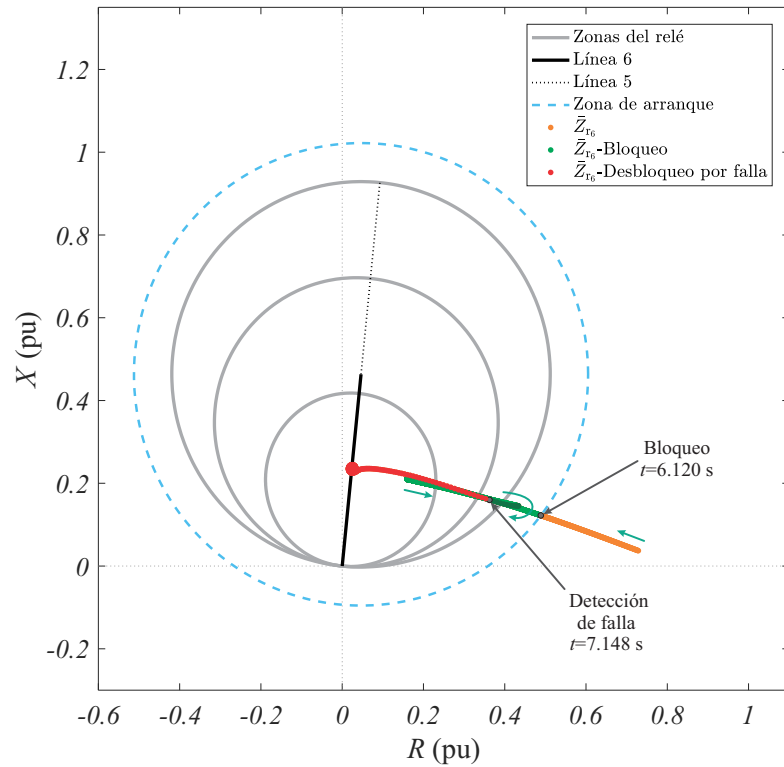


Figura 5.21. Comportamiento de la impedancia de secuencia positiva vista por los relevadores de fase en el diagrama R-X del caso 3.7.

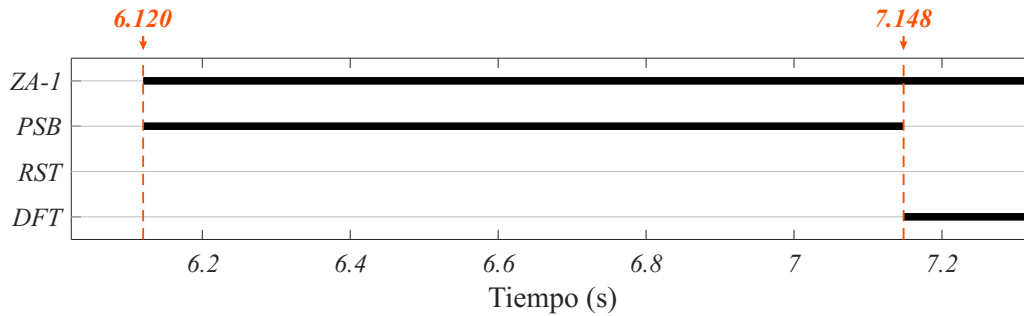


Figura 5.22. Respuesta de las salidas del algoritmo para el caso 3.7.

5.3.8. Falla trifásica sólida cercana al centro eléctrico de oscilación durante una oscilación inestable

Este caso es uno de los más relevantes en la evaluación del desempeño de un esquema de bloqueo por oscilaciones de potencia. Su importancia radica en el hecho de que durante una oscilación de potencia, existe la posibilidad de que ocurra una falla trifásica cercana al centro eléctrico de oscilación. Una falla trifásica en este punto es difícil de detectar debido a su carácter simétrico balanceado, el cual se asemeja a una condición de oscilación de potencia.

Para considerar esta situación se lleva el sistema a un punto en donde se vuelve inestable, como se aprecia en la Fig. 5.23a), alcanzando frecuencias de oscilación cercanas a 2 Hz. Posteriormente se incide una falla trifásica sólida con el centro eléctrico de oscilación en $t = 11.94$ s como se observa en la Fig. 5.23b).

En la Fig. 5.24 se aprecian los instantes en que el algoritmo activa y desactiva el bloqueo con el código de color implementado a \bar{Z}_{r_6} . Las respuestas del algoritmo se muestran en la Fig. 5.25, en donde se observa que en $t = 11.642$ s el algoritmo bloquea las zonas de protección de cada relevador de fase, el desbloqueo se da en $t = 11.776$ s por acción de la función de restablecimiento de PSB.

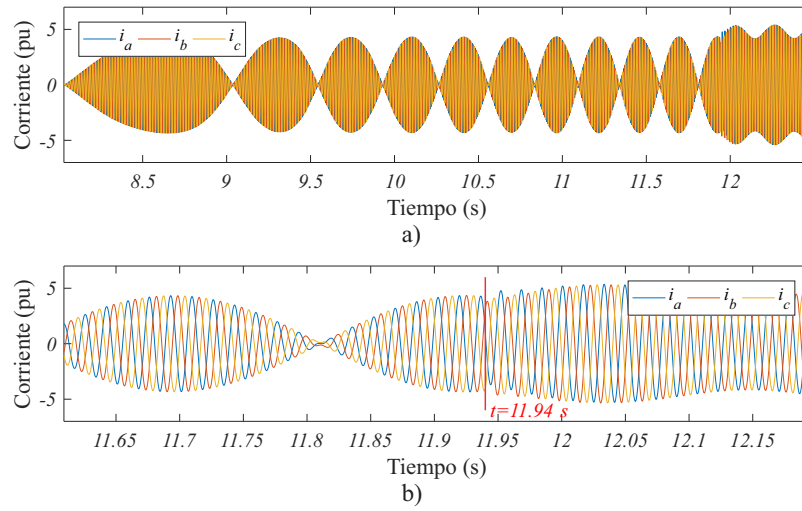


Figura 5.23. Corriente trifásica instantánea del caso 3.8: a) Señal obtenida durante la simulación; b) Sección de señal analizada.

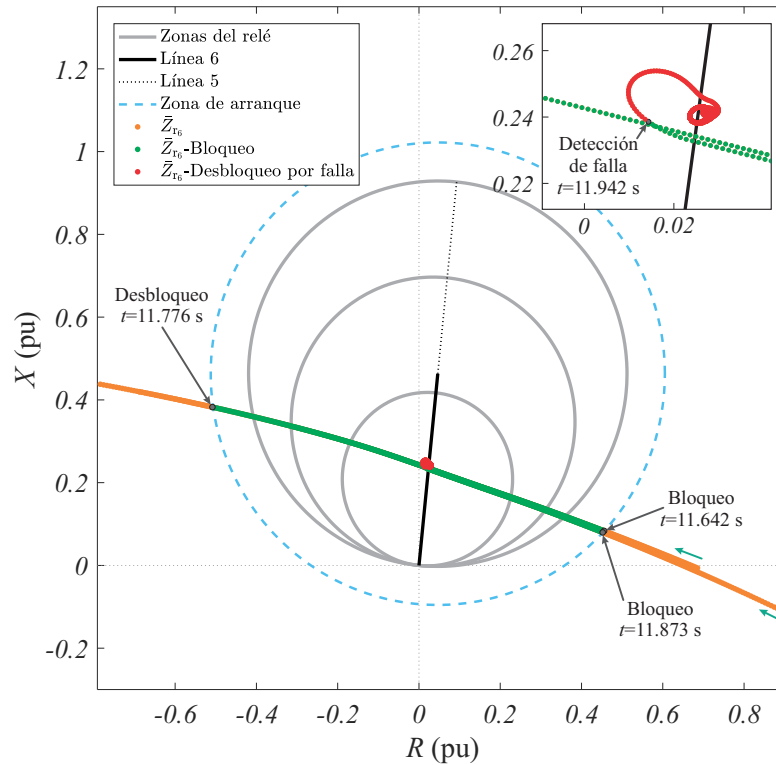


Figura 5.24. Comportamiento de la impedancia de secuencia positiva vista por los relevadores de fase en el diagrama R - X del caso 3.8.

En $t = 11.873$ s el bloqueo se activa, ya que la trayectoria de \bar{Z}_{r_6} penetra en la zona de arranque por segunda ocasión. A partir de $t = 11.942$ s el bloqueo es eliminado debido a que se ha detectado la falla trifásica, habilitando así la operación de los relevadores de fase.

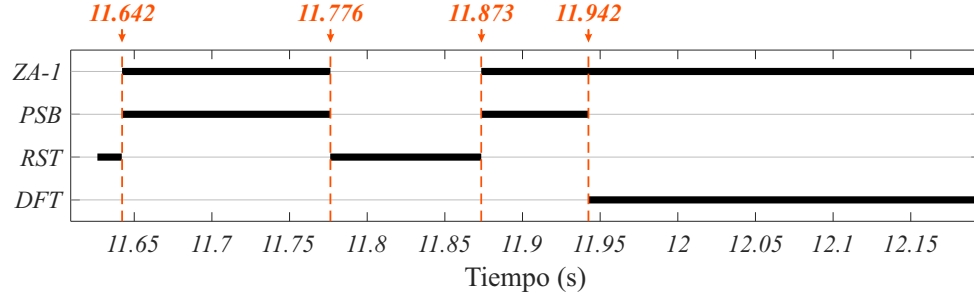


Figura 5.25. Respuesta de las salidas del algoritmo para el caso 3.8.

5.4. Sistema de prueba 2 (3 máquinas - 9 nodos)

Con el fin de evaluar el algoritmo ante oscilaciones de potencia rápidas (4-7 Hz), se agrega un caso en el sistema de potencia mostrado en la Fig. 5.26, éste consiste en un sistema de 230 kV a 60 Hz.

Los parámetros de cada uno de los elementos del sistema se obtuvieron de [29], los cuales se indican en el apéndice A.3. La simulación se llevó a cabo con una frecuencia de muestreo de 3840 Hz, esta frecuencia ha sido establecida asumiendo 64 muestras por ciclo, con un paso de integración constante de $260.41 \mu\text{s}$. En el caso que se describe más adelante se analiza el comportamiento de la impedancia aparente medida por el relevador ubicado al inicio de la línea 3.

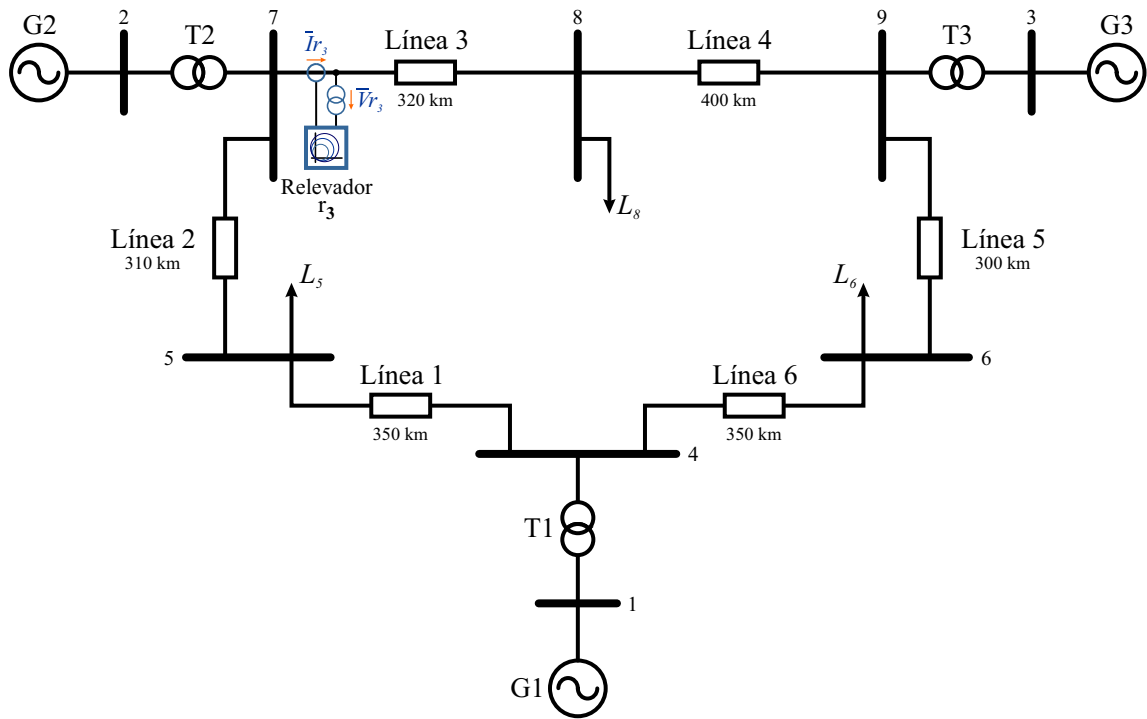


Figura 5.26. Diagrama unifilar del sistema de nueve nodos.

5.4.1. Falla trifásica sólida durante una oscilación inestable de 6.5 Hz

Ante un escenario de este tipo se debe de tener un grado alto de selectividad, debido a que una condición de oscilación de potencia puede llegar a ser interpretada como una falla. La apertura de los interruptores situados en los extremos de la línea 4 en $t = 0.3$ s con duración de 6 ciclos produce una oscilación de potencia con una frecuencia igual a 6.5 Hz en la corriente trifásica. Posteriormente se aplica una falla trifásica sólida al 50 % de la línea 3 como se muestra en la Fig. 5.27b).

En la Fig. 5.28 se observa el comportamiento de \bar{Z}_{r3} para el intervalo de tiempo seleccionado (0.2845 s - 0.5678 s), las acciones de bloqueo y desbloqueo ejecutadas por el algoritmo se aprecian con el código de color implementado.

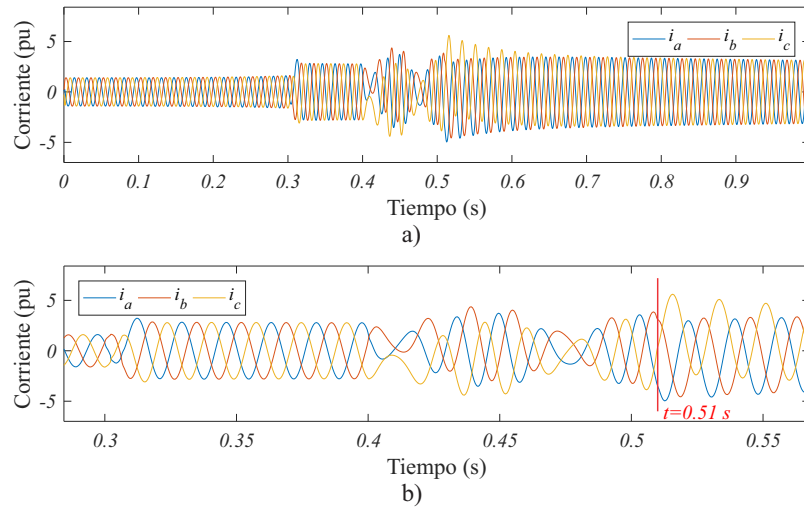


Figura 5.27. Corriente trifásica instantánea del caso 4.1: a) Señal obtenida durante la simulación; b) Sección de señal analizada.

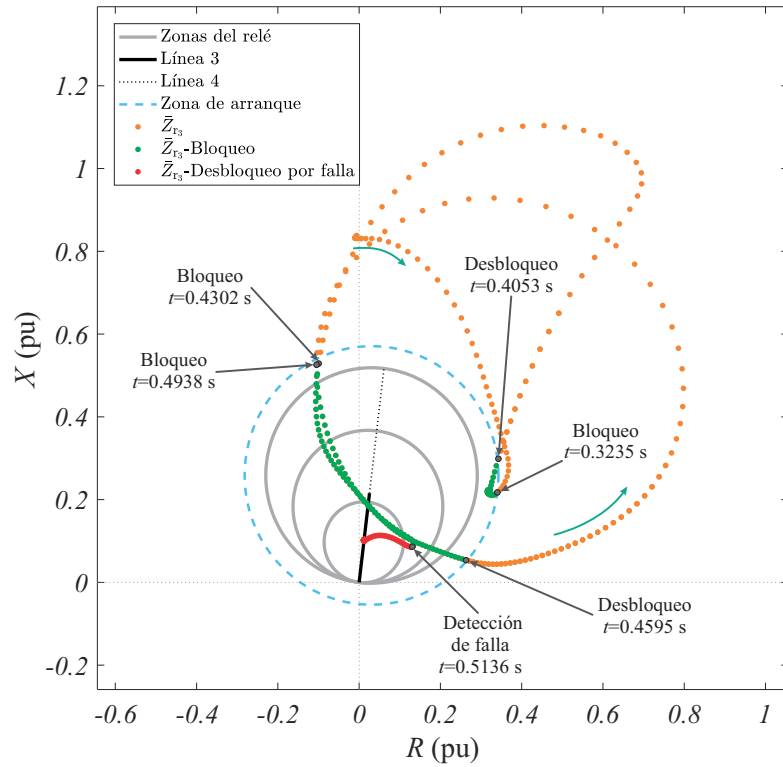


Figura 5.28. Comportamiento de la impedancia de secuencia positiva vista por los relevadores de fase en el diagrama R - X del caso 4.1.

Dentro del tiempo transcurrido entre $t = 0.3235$ s y $t = 0.4053$ s las zonas de protección de los relevadores de fase permanecen bloqueadas como se muestra en la Fig. 5.29, debido a que \bar{Z}_{r_3} entra a la zona de arranque por causa de la desconexión de la línea 4. Posteriormente entra por segunda ocasión a la zona de arranque, pero ahora bajo una condición de oscilación inestable, accionándose el bloqueo por oscilaciones en el período de $t = 0.4302$ s a $t = 0.4595$ s.

La oscilación de potencia entra una vez más a la zona de arranque en $t = 0.4938$ s, instante en el que el algoritmo bloquea las zonas de protección de cada relevador de fase. La falla trifásica es detectada en $t = 0.5136$ s, permitiendo de esta manera desbloquear las zonas de protección.

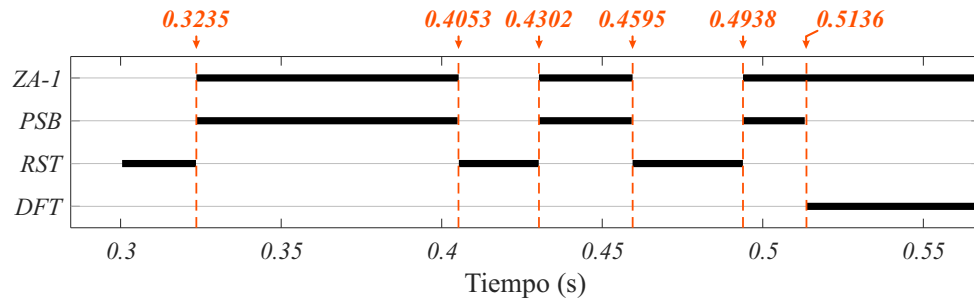


Figura 5.29. Respuesta de las salidas del algoritmo para el caso 4.1.

5.5. Análisis de resultados

En todos los casos mencionados anteriormente se muestra de manera gráfica que el algoritmo tiene un excelente desempeño en la discriminación de oscilaciones de potencia (estables o inestables) y fallas, ejecutando la acción de bloqueo correctamente. De igual manera el algoritmo presenta respuestas adecuadas en la detección de fallas, como en el desbloqueo por fallas tanto trifásicas como monofásicas.

El bloqueo de las zonas de protección por oscilaciones de potencia en todos los casos se aplicó de manera instantánea. Por otro lado, el tiempo en el que se establece el desbloqueo de las zonas de protección por falla dependió de los detectores de fallas (DFT y DFM). En la Tabla 5.2 se muestran los casos en los que se simularon fallas con el objetivo de mostrar los tiempos de respuesta del algoritmo en la detección de dichos eventos.

Tabla 5.2. Casos simulados con escenario de falla.

Caso	Tipo de falla	Tiempo de detección de falla
3.3	Falla monofásica sólida (B-G)	$1.041 \times 10^{-3} \text{s}$
3.4	Falla trifásica sólida	$2.864 \times 10^{-3} \text{s}$
3.5	Falla monofásica con $R_f = 50 \, \Omega$ (A-G)	$2.604 \times 10^{-3} \text{s}$
3.6	Falla monofásica sólida (C-G)	$0.833 \times 10^{-3} \text{s}$
3.7	Falla trifásica sólida	$3.177 \times 10^{-3} \text{s}$
3.8	Falla trifásica sólida	$2.447 \times 10^{-3} \text{s}$
4.1	Falla trifásica sólida	$3.601 \times 10^{-3} \text{s}$

En la Tabla 5.2 se aprecia claramente que los tiempos de respuesta en la detección de fallas son inferiores a 4 milisegundos (1/4 ciclo), el cual es menor comparado con los algoritmos que se basan únicamente en la estancación fasorial del voltaje y la corriente. Adicionalmente en la Tabla 5.3 se muestra el tiempo de respuesta promedio de las funciones principales del algoritmo.

El caso de detección y desbloqueo por fallas bifásicas no se muestra en los casos antes mencionados, sin embargo, este tipo de fallas están contempladas por el algoritmo, el cual desactiva el bloqueo de las zonas de protección de los relevadores de fase en caso de que se presente un evento de este tipo durante una oscilación de potencia.

Tabla 5.3. Funciones principales del algoritmo

Función de salida	Tiempo de respuesta promedio
PSB	$1 T_s$
PSB-A	$1 T_s$
PSB-B	$1 T_s$
PSB-C	$1 T_s$
RST	$1 T_s$
DFM	$1.492 \times 10^{-3} \text{s}$
DFT	$3.022 \times 10^{-3} \text{s}$

 T_s - Período de muestreo

5.6. Conclusiones del capítulo

El algoritmo propuesto basado en eigendescomposición para el esquema de bloqueo por oscilaciones de potencia es capaz de bloquear las zonas de protección de los relevadores de distancia durante oscilaciones de potencia estables e inestables (sin importar su frecuencia de oscilación) e impedir la operación incorrecta de los relevadores durante estas condiciones.

Además, el algoritmo tiene la habilidad de detectar fallas trifásicas, bifásicas y monofásicas durante oscilaciones de potencia (estables e inestables), logrando emitir un orden de desbloqueo correspondiente al tipo de falla con el fin de no deteriorar la estabilidad del sistema de potencia. Así mismo, el algoritmo no se ve afectado por fallas de alta resistencia, ni por fallas trifásicas cercanas al centro eléctrico de oscilación. El tiempo de respuesta promedio para la detección de fallas es de 2.25 milisegundos.

Capítulo 6

Conclusiones y recomendaciones

6.1. Introducción

En este capítulo se presentan las conclusiones generales de este trabajo de investigación, las principales aportaciones realizadas y se mencionan algunas recomendaciones para trabajos futuros.

6.2. Conclusiones

La desconexión de líneas de enlace, la pérdida de bloques importantes de generación/carga o la liberación tardía de un cortocircuito ocasionan desequilibrios entre el par mecánico y el par electromagnético de cada generador síncrono, provocando oscilaciones de potencia, las cuales pueden ocasionar la operación incorrecta de ciertas protecciones, perjudicando la estabilidad del sistema y la continuidad en el suministro de la energía eléctrica.

La implementación de dispositivos de control PSS y FACTS en el sistema de potencia resultan tener un impacto positivo sobre el amortiguamiento de las oscilaciones

mejorando la estabilidad del sistema, sin embargo, los dispositivos PSS con altas ganancias pueden afectar la estabilidad de voltaje del sistema.

Actualmente existen diversos métodos de bloqueo para impedir la operación incorrecta de los relevadores de distancia durante oscilaciones de potencia, sin embargo, la alternativa más utilizada comúnmente para bloquear las zonas de protección es la basada en la medición de la razón de cambio la impedancia de secuencia positiva, estableciendo el bloqueo mediante características concéntricas o blinders; algunas ocasiones se utiliza este mismo método en combinación con índices de desempeño (umbrales, derivadas, etc.).

La mayoría de los métodos tienen en común el problema de identificación de fallas simétricas durante una oscilación de potencia a una diferencia angular de 180° . Es un problema crítico debido a que este tipo de fallas son las más severas y de mayor impacto, ya que se reducen drásticamente la capacidad de transferencia de potencia, afectando en gran medida la estabilidad del sistema.

El enfoque propuesto de esta tesis consiste en utilizar exclusivamente las cantidades de corriente trifásica para consolidar un método de bloqueo confiable, libre de la estimación fasorial y sin requerimientos de ajuste, basado en eigendescomposición, haciendo el uso únicamente de los eigenvalores y un grupo de umbrales empleados para establecer regiones para la detección y discriminación de fallas simetrías/asimétricas durante oscilaciones de potencia.

Analizando el comportamiento de los eigenvalores obtenidos por la eigendescomposición de la matriz de varianzas-covarianzas construida a partir de la corriente trifásica, es posible discriminar una condición de falla de una oscilación de potencia, debi-

do a la información de dispersión muestral que poseen. El análisis de sensibilidad de los eigenvalores respecto a la varianza de los datos permite identificar el tipo de falla (monofásica, bifásica, trifásica) para así realizar el desbloqueo adecuado y no perjudicar la estabilidad del sistema de potencia.

El objetivo de la normalización de los datos de corriente trifásica es generalizar el comportamiento de los eigenvalores, con lo cual se logra que el algoritmo de bloqueo basado en eigendescomposición sea capaz de discriminar entre una falla y una oscilación de potencia independientemente del punto en el sistema de potencia donde se ubique. Esto significa que no requeriría de ajuste alguno.

La estructura del algoritmo propuesto consiste en cuatro lógicas principales, las cuales tienen una tarea específica, como lo es la zona de arranque, la detección de oscilaciones de potencia, la detección de fallas trifásicas y la detección de fallas monofásicas. Una operación muy importante para el algoritmo es la del cálculo de la tasa de cambio de la norma del eigenvalor dominante, ya que esta es la encargada de discriminar un evento de falla de una oscilación de potencia. Así mismo, la magnitud de los eigenvalores permite determinar la presencia de una falla.

La selección de los umbrales para las distintas funciones se determinaron en forma heurística, para lo cual se realizaron 193 casos en 3 sistemas de prueba diferentes, en donde se abordaron todos los tipos de falla, oscilaciones de potencia estables/inestables y cambios en la frecuencia de las oscilaciones. Además, se incluían los efectos producidos por la componente aperiódica exponencial decreciente, desbalances, asimetrías, cambios en frecuencia, armónicos y ruido blanco.

A fin de reducir la sensibilidad del algoritmo, se definió una característica del tipo

mho (zona de arranque) concéntrica a las zonas de protección, la cual se ajusta automáticamente al 110% de la zona de mayor protección, restringiendo la acción de bloqueo únicamente a esa área. Con esto se logra cubrir en todo momento las zonas de protección que requieren la función de bloqueo por oscilaciones de potencia.

La función de desbloqueo debido a la ocurrencia de una falla monofásica del algoritmo propuesto solo utiliza los eigenvalores para identificar la fase fallada, esto permite eliminar la necesidad de la estimación fasorial de la componente de secuencia negativa utilizada para esta función en otros relevadores.

Una de las ventajas del algoritmo es que es independiente de la frecuencia de las oscilaciones de potencia, debido a que el cálculo de la tasa de cambio de la norma del eigenvalor dominante distingue un evento de falla de una oscilación de potencia. Además, es capaz de identificar fallas simétricas durante una oscilación de potencia a una diferencia angular de 180° y no se ve afectado por fallas de alta resistencia.

Se evaluó la capacidad del algoritmo para detectar fallas simétricas y asimétricas, oscilaciones de potencia estables e inestables con diferentes frecuencias de oscilación, fallas simétricas/asimétricas durante oscilaciones de potencia estables/inestables y fallas de alta resistencia. El algoritmo tiene un tiempo de respuesta promedio de 2.25 milisegundos en la detección de fallas. Los resultados obtenidos demuestran la efectividad del algoritmo propuesto basado en eigendescomposición para identificar correctamente cada evento y emitir una orden de bloqueo/desbloqueo.

6.3. Aportaciones

Las principales aportaciones derivadas de la realización de este trabajo de investigación son:

- Se realizó una exhaustiva revisión bibliográfica de los diferentes métodos de bloqueo por oscilaciones de potencia propuestos y utilizados en relevadores de distancia; esta revisión hizo notorio el problema que tienen ciertos métodos en identificar fallas simétricas durante una oscilación de potencia a una diferencia angular de 180° .
- Se desarrolló un nuevo algoritmo para el bloqueo por oscilaciones de potencia sin ajustes basado en eigendecomposición capaz de identificar con un alto grado de selectividad cualquier tipo de falla que ocurran en alguna de las zonas de protección durante una condición de oscilación de potencia, incluso durante oscilaciones de potencia a una diferencia angular de 180° . Así mismo, el algoritmo es capaz de identificar fallas de alta resistencia y no se ve afectado por la frecuencia de las oscilaciones.

6.4. Recomendaciones para trabajos futuros

En base a los resultados presentados en esta investigación, las recomendaciones para trabajos futuros en esta área del conocimiento son:

- Evaluar el desempeño del algoritmo utilizando registros de eventos disponibles en relevadores de distancia durante oscilaciones de potencia en una red eléctrica real.
- Analizar el comportamiento de los eigenvalores para incluir la discriminación entre oscilaciones de potencia estables e inestables (pérdida de sincronismo) como

CAPÍTULO 6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

base de un futuro esquema de disparo por pérdida de sincronismo (OST, por sus siglas en inglés) basado en eigendescomposición, para la formación programada de islas eléctricas en caso de disturbios que pongan en riesgo la estabilidad del sistema.

Bibliografía

- [1] AP Apostolov, D Tholomier, and SH Richards. Superimposed components based sub-cycle protection of transmission lines. In *Power Systems Conference and Exposition, 2004. IEEE PES*, pages 592–597. IEEE, 2004.
- [2] D Hou, G Benmouyal, and DA Tziouvaras. Zero-setting power-swing blocking protection. 2005.
- [3] J Blumschein, Y Yelgin, and M Kereit. Proper detection and treatment of power swing to reduce the risk of blackouts. In *Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies, 2008. DRPT 2008. Third International Conference on*, pages 2440–2446. IEEE, 2008.
- [4] Ahad Esmaeilian and Sajjad Astinfeshan. A novel power swing detection algorithm using adaptive neuro fuzzy technique. In *Electrical Engineering and Informatics (ICEED), 2011 International Conference on*, pages 1–6. IEEE, 2011.
- [5] Jan Machowski, Janusz Bialek, and Jim Bumby. *Power system dynamics: stability and control*. John Wiley & Sons, 2011.
- [6] Demetrios A Tziouvaras and Daqing Hou. Out-of-step protection fundamentals and advancements. In *Protective Relay Engineers, 2004 57th Annual Conference for*, pages 282–307. IEEE, 2004.
- [7] Edward Wilson Kimbark. *Power System Stability*, volume 1. John Wiley & Sons, 1995.
- [8] Prabha Kundur, Neal J Balu, and Mark G Lauby. *Power System Stability and Control*, volume 7. McGraw-hill New York, 1994.

BIBLIOGRAFÍA

- [9] Power swing and out-of-step considerations on transmission lines. *IEEE PSRC WG D*, 6:59.
- [10] John J Grainger and William D Stevenson. *Power System Analysis*. McGraw-Hill, 1994.
- [11] Leonard L Grigsby et al. *The Electric Power Engineering Handbook*. CRC, 2012.
- [12] KR Padiyar. *Power Dystem Dynamics*. BS Publ., 2008.
- [13] Edward Wilson Kimbark. *Power System Stability*, volume 2. John Wiley & Sons, 1995.
- [14] Vivian Cook. *Analysis of distance protection*, volume 1. Research Studies Press, 1985.
- [15] Gerhard Ziegler. *Numerical distance protection: principles and applications*. John Wiley & Sons, 2011.
- [16] AR van C Warrington. *Protective Relays: Their Theory and Practice Volume One*. Springer Science & Business Media, 2012.
- [17] XY Zhou, HF Wang, RK Aggarwal, and P Beaumont. The impact of statcom on distance relay. *15th PSCC, Liege*, pages 22–26, 2005.
- [18] Wang Weiguo, Yin Xianggen, Yu Jiang, Duan Xianzhong, and Chen Deshu. The impact of tcsc on distance protection relay. In *Power System Technology, 1998. Proceedings. POWERCON'98. 1998 International Conference on*, volume 1, pages 382–388. IEEE, 1998.
- [19] Laurie Martuscello, Edward Krizauskas, Juergen Holbach, and Yuchen Lu. Tests of distance relay performance on stable and unstable power swings reported using

BIBLIOGRAFÍA

- simulated data of the august 14 th 2003 system disturbance. In *Power Systems Conference, 2009. PSC'09.*, pages 1–21. IEEE, 2009.
- [20] H Khoradshadi-Zadeh. Evaluation and performance comparison of power swing detection algorithms. In *Power Engineering Society General Meeting, 2005. IEEE*, pages 1842–1848. IEEE, 2005.
- [21] PK Nayak, J Ganeswara Rao, P Kundu, AK Pradhan, and P Bajpai. A comparative assessment of power swing detection techniques. In *Power Electronics, Drives and Energy Systems (PEDES) & 2010 Power India, 2010 Joint International Conference on*, pages 1–4. IEEE, 2010.
- [22] J-SR Jang. Anfis: adaptive-network-based fuzzy inference system. *IEEE transactions on systems, man, and cybernetics*, 23(3):665–685, 1993.
- [23] Rajendra Prasath and Alexander Gelbukh. Mining intelligence and knowledge exploration.
- [24] Roger A Horn and Charles R Johnson. *Matrix analysis*. Cambridge university press, 2012.
- [25] Gilbert Strang and Gilbert Strang. *Linear algebra and its applications*. Number 04; QA184, S8. 1976.
- [26] Yadolah Dodge. *The concise encyclopedia of statistics*. Springer Science & Business Media, 2008.
- [27] Jeff Roberts, Stanley E Zocholl, and Gabriel Benmouyal. Selecting cts to optimize relay performance. In *proceedings of the 23rd Annual Western Protective Relay Conference, Spokane, WA*, 1996.

BIBLIOGRAFÍA

- [28] Gabriel Benmouyal and Jeff Roberts. Superimposed quantities: Their true nature and application in relays. In *Proceedings of the 26th Annual Western Protective Relay Conference, Spokane, WA*, 1999.
- [29] Paresh Kumar Nayak, Ashok Kumar Pradhan, and Prabodh Bajpai. A fault detection technique for the series-compensated line during power swing. *IEEE transactions on power delivery*, 28(2):714–722, 2013.

Apéndice A

Datos de los sistemas de potencia utilizados para los casos de prueba

A.1. Sistema máquina - bus infinito

Generador									
P _n (MVA)	V _n (kV)	f (Hz)	H(MW /MVA)	X _d	X' _d	X'' _d	X _q	X'' _q	X _l
200	13.8	60	3.2	1.305	0.296	0.252	0.474	0.243	0.18
T' _d	T'' _d	T'' _{q0}	R _s						
1.01	0.053	0.1	2.854e ⁻³						

Resistencias y reactancias en (pu) - Constantes de tiempo en (s)

Transformador ($\Delta - Y_g$)									
P _n (MVA)	f (Hz)	V _{1(rms)} (kV)	R ₁	L ₁	V _{2(rms)} (kV)	R ₂	L ₂	R _m	L _m
210	60	13.8	2.7e ⁻³	0.08	230	2.7e ⁻³	0.08	500	500

Resistencias e inductancias en (pu)

Líneas de transmisión (220 km)

No. fases	f (Hz)	R_1 (Ω/km)	R_0 (Ω/km)	L_1 (H/km)	L_0 (H/km)	C_1 (F/km)	C_0 (F/km)
3	60	52.9e^{-3}	1.61	1.4e^{-3}	6.1e^{-3}	8.77e^{-9}	5.24e^{-9}

A.2. Sistema 4 máquinas - 10 nodos

Generadores (G_1, G_2, G_3, G_4)

P_n (MVA)	V_n (kV)	f (Hz)	X_d	X'_d	X''_d	X_q	X'_q	X''_q	X_l
900	20	60	1.8	0.3	0.25	1.70	0.55	0.25	0.2
T'_{d0}	T''_{d0}	T'_{q0}	T''_{q0}	R_s	$H_{G1,G2}$	$H_{G3,G4}$			
8	0.03	0.4	0.05	2.5e^{-3}	6.5	6.175			

Resistencias y reactancias en (pu) - Constantes de tiempo en (s) - Constantes de inercia en (MW/MVA)

Transformadores ($\Delta - Y_g$)

P_n (MVA)	F (Hz)	$V_{1(rms)}$ (kV)	R_1	L_1	$V_{2(rms)}$ (kV)	R_2	L_2	R_m	L_m
900	60	20	1e^{-6}	0	230	1e^{-6}	0.15	500	500

Resistencias e inductancias en (pu)

Líneas de transmisión (10 km, 25 km, 220 km)

No. fases	F (Hz)	R_1 (Ω/km)	R_0 (Ω/km)	L_1 (H/km)	L_0 (H/km)	C_1 (F/km)	C_0 (F/km)
3	60	52.9e^{-3}	1.61	1.4e^{-3}	6.1e^{-3}	8.77e^{-9}	5.24e^{-9}

A.3. Sistema 3 máquinas - 9 nodos

Generadores (G_1, G_2, G_3)									
P_n G_1 (MVA)	P_n G_2 (MVA)	P_n G_3 (MVA)	V_n (kV)	f (Hz)	H	X_d	X'_d	X''_d	X_q
600	465	310	22	60	4.4	1.81	0.3	0.23	1.76
X'_q	X''_q	X_l	T'_{d0}	T''_{d0}	T'_{q0}	T''_{q0}	R_a		
0	0.25	0.15	8	0.03	0	0.003	$3e^{-3}$		

Resistencias y reactancias en (pu) - Constantes de tiempo en (s) - Constantes de inercia en (MW/MVA)

Transformadores ($\Delta - Y$)									
P_n T_1 (MVA)	P_n T_2 (MVA)	P_n T_3 (MVA)	F (Hz)	$V_{1(rms)}$ (kV)	$V_{2(rms)}$ (kV)	X	X_c	R_c	P_{co}
600	465	310	60	22	400	0.163	0.33	0	$1.77e^{-3}$

Resistencias y reactancias en (pu)

Líneas de transmisión (300 km, 310 km, 320 km, 350 km, 400 km)							
No. fases	F (Hz)	R_1 (Ω /km)	R_0 (Ω /km)	X_1 (Ω /km)	X_0 (Ω /km)	X_{c1} (Ω .km)	X_{c0} (Ω .km)
3	60	0.12	0.88	0.309	1.297	$487.7e^3$	$419.3e^3$